

Analyse von Transport-Optionen für flüssigen Wasserstoff in Deutschland

Toni Busch^{1 (1) (2)}, Bastian Gillessen⁽¹⁾, Jochen Linßen⁽¹⁾, Detlef Stolten^{(1) (2)}

⁽¹⁾Forschungszentrum Jülich GmbH, ⁽²⁾RWTH Aachen University
Wilhelm-Johnen-Straße, IEK-3, D-52425 Jülich,
+491573-8920042, t.busch@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-3/

Kurzfassung:

Flüssiger Wasserstoff (LH₂) eignet sich aufgrund seiner hohen Energiedichte für die internationale Vermarktung und den internationalen Transport – insbesondere dann, wenn Länder nur über den Seeweg zu erreichen sind und ein Ausbau von Gaspipelines unmöglich ist. Für ein Land wie Deutschland, das aufgrund der hohen erwarteten Nachfrage und hoher Gesteungskosten aus erneuerbaren Energien auch Wasserstoff unter anderem auch flüssig importieren werden muss, ergibt sich daraus die Frage des wirtschaftlichsten inländischen Weitertransportes.

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen zum einen, dass der Transport von LH₂ nur dann wirtschaftlich ist, wenn eine Nachfrage speziell nach LH₂ besteht. Für den Fall, dass mit einem LH₂-Angebot gasförmige Wasserstoffbedarfe gedeckt werden, ist die Regasifizierung und der Weitertransport per Gaspipelines die wirtschaftlichere Option. Zum anderen zeigt der Vergleich unterschiedlicher Transportarten, dass die Bahn unter den getroffenen Annahmen die wirtschaftlichste Option für den LH₂-Transport darstellt.

Keywords: Flüssiger Wasserstoff, Wasserstoff-Transport, Vergleichende Bewertung der Transportkosten, Inländische Wasserstoffverteilung

1 Einführung

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

Diese Arbeit basiert auf den Untersuchungen in [1]. Die Studie geht von Wasserstoff-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 sollten.

¹ Jungautor

Konkret bedeutet dies:

- Sollten LH₂-Bedarfe durch Importe oder durch heimische Wasserstoff-Produktion gedeckt werden?
- Sollte LH₂ zentral am Importhafen oder dezentral am Ort des Verbrauchs regasifiziert werden, wenn er zur Deckung gasförmiger Wasserstoffnachfragen (GH₂) eingesetzt wird?
- Welche Transportmittel sollten genutzt werden, um LH₂ zu transportieren?

In Kapitel 2 wird der aktuelle Stand der Wissenschaft zum Thema LH₂-Transport dargestellt. Es werden Studien vorgestellt, die sich in Form von Supply Chain Analysen mit dem Transport von (flüssigem) Wasserstoff beschäftigt haben. Anhand dieser und weiterer Studien werden techno-ökonomische Parameter abgeleitet, die die Implementierung von Wasserstoff-Infrastrukturen in einem Modell ermöglichen.

Die Methodik zur Abbildung von LH₂-Transportpfaden wird in Kapitel 3 erläutert. Zunächst wird das Optimierungsmodell FINE.Infrastructure vorgestellt, das im Rahmen dieser Arbeit genutzt wird. Im Folgenden wird erläutert, wie LH₂-Importe, Transportoptionen und Bedarfe in FINE modelliert werden und welche Anpassungen der Literaturdaten erforderlich sind.

Die Ergebnisse der Untersuchungen werden in Kapitel 4 vorgestellt. Zwei Varianten werden dabei unterschieden: Ein Energiesystem mit LH₂-Bedarfen und ein System ohne LH₂-Bedarfen. Abschließend wird die wirtschaftliche Sensitivität der untersuchten LH₂-Transportmittel gegenüber ausgewählter Input-Parameter untersucht, um die Robustheit der Ergebnisse zu prüfen.

Mit einer Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse schließt Kapitel 5 diese Arbeit ab.

2 Literatur

2.1 LH₂-Transport

Wasserstoff lässt sich bei einer Temperatur von - 253 °C unter Umgebungsdruck verflüssigen. Die Verflüssigung ist ein energieintensiver Prozess, wodurch die volumetrische Energiedichte im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff gesteigert wird. Tabelle 1 verdeutlicht, dass flüssiger Wasserstoff (LH₂) im Vergleich zu unkomprimiertem (GH₂) und komprimiertem gasförmigem Wasserstoff (CGH₂) drei bis 750-mal höhere Energiedichten aufweist.

Tabelle 1: Energiedichte von Wasserstoff in unterschiedlichen Zuständen

	Druck	Temperatur	Volumetrische Energiedichte
GH ₂	1 bar	25 °C	3 kWh/m ³
CGH ₂	100 bar	25 °C	270 kWh/m ³
CGH ₂	300 bar	25 °C	731 kWh/m ³
LH ₂	1 bar	- 253 °C	2360 kWh/m ³

Angelehnt an bestehende Transportoptionen von flüssigem Erdgas (engl. Liquefied Natural Gas, LNG) lassen sich LKW, Bahn und Binnenschiffe als mögliche LH₂-Transportmittel

identifizieren [7]. Der Transport von LH_2 per Pipeline ist in dem Projekt *icefuel* untersucht worden [8]. Die geringe maximale Transportdistanz von 10 km und die geringe maximale Transportkapazität von 100 – 200 kW_{LHV} legen nahe, dass der Einsatz dieser Technologie im Kontext eines nationalen Transport-Szenarios ungeeignet ist.

Der Entwicklungsstand variiert stark zwischen den Transportoptionen. LH_2 -LKW sind bereits in Deutschland im Einsatz [9]. Ein derzeitiger Einsatz von Bahn- und Binnenschiff-Transporten in Europa ist nicht bekannt. Im Zuge der Raumfahrtprogramme der NASA wurde in den 1960er Jahren ein LH_2 -Tankwagen für die Schiene (Tankwagen des Typs DOT-113) und ein Binnenschiff entworfen und eingesetzt [10]. Nachdem das Interesse an diesen Transportmitteln nachgelassen hat, ist mit der *Suiso Frontiere* von Kawasaki im Jahr 2019 das erste kommerzielle LH_2 -Schiff zum Einsatz gekommen. Es transportiert Wasserstoff, der in Australien auf Basis von Braunkohle erzeugt wird (mit der Option einer zukünftigen CO_2 -Abscheidung und -Speicherung), nach Japan. Das Tankvolumen des Schiffs beträgt 1.250 m^3 [11]. Langfristig wird von Tankern in der Größenordnung von 200.000 m^3 ausgegangen [7, 12, 13].

Für die Analyse wird – angelehnt an das Fassungsvermögen von aktuell verfügbaren LNG- und Flüssig-Binnenschiff-tankern – ein Volumen 3.000 m^3 für LH_2 -Binnenschiffe angenommen [7, 14, 15].

Allgemein ist der Transport von LH_2 in den europäischen Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ARD), im Schienenverkehr (RID) und auf Binnenwasserstraßen (ADN) geregelt. Gegenüber der Nutzung der drei untersuchten Transportmittel für LH_2 gibt es nach diesen Regularien keine grundsätzlichen Bedenken beim Transport von LH_2 . Über die Genehmigung von Fahrzeugen und Fahrzeugklassen für den LH_2 -Transport wird im Einzelfall entschieden. Bei der Entwicklung von LH_2 -Transportoptionen stehen technische Fragen, die den Transport von LH_2 technisch anspruchsvoller gestalten als den Transport von LNG (z.B. Wasserstoffversprödung von Stahl) im Vordergrund.

2.2 Bisherige Untersuchungen zu Wasserstofftransport

Stand der Wissenschaft

In Tabelle 2 findet sich die Ergebnisse einer Literaturrecherche zu den in Kapitel 2.1 identifizierten Transportmitteln für Wasserstoff. Die Tabelle zeigt eine Übersicht einschlägiger Studien der letzten 20 Jahre, die den Transport von Wasserstoff-Lieferketten (Supply Chains) analysieren. Differenziert wird nach Verkehrsträgern, dem Zustand und der chemischen Verbindung, in der Wasserstoff transportiert wird.

Untersucht wird der Transport von Wasserstoff als komprimiertem Gas (CGH_2), in verflüssigter, tiefkalter Form als LH_2 , in einer flüssigen organischen Verbindung als LOHC (engl. Liquid Organic Hydrogen Carrier) oder im chemischen Verbund mit Stickstoff als Ammoniak (NH_3).

In einer Vielzahl der Studien wird der Transport per LKW und Überseeschiff betrachtet. Der Transport per Bahn wird in nur drei der Studien analysiert, lediglich eine davon untersucht flüssigen Wasserstoff. Der Transport per Binnenschiff ist in den betrachteten Studien nicht untersucht worden wodurch eine Forschungslücke entsteht.

Techno-ökonomische Daten

Aus den in Tabelle 2 angeführten Studien werden geeignete techno-ökonomische Daten der LH₂-Transportmittel extrahiert. Eine Übersicht dieser Daten der drei untersuchten Transportmittel aus den verschiedenen Literaturquellen findet sich in Tabelle 3. Techno-ökonomische Daten, die aus der betrachteten Studie nicht hervorgehen, werden aus anderen Studien ergänzt (und gekennzeichnet).

Die Forschungslücke zu LH₂-Binnenschiff und -Bahn Transportationen spiegelt sich in der Verfügbarkeit von techno-ökonomischen Daten dieser Verkehrsträger wider: In zwei der identifizierten Quellen für den Binnenschifftransport wird eine Frachtkapazität von rund 14.000 m³ angenommen ([16], [17]). Um auf die Investitionskosten eines Binnentankers zu schließen, die auf deutschen Wasserstraßen schiffbar ist wird die von [12] verwendete Kostenbeziehung implementiert.

$$I(V_b) = I_a \left(\frac{V_b}{V_a} \right)^n \quad (1)$$

Über diese exponentielle Beziehung (mit $n=0,67$) werden *Economies of Scale* Effekte (Kostendegression) abgebildet. Auf Basis eines Referenzwerts ($I_a = 484$ Mio. €, $V_a = 200.000$ m³) wird so die Investitionskosten für einen Binnentanker geschlossen ($V_b = 3.000$ m³).

Für den Bahn-Transport kann lediglich eine Quelle identifiziert werden. Die Sensitivitätsanalyse in Kapitel 4.4 dient dazu, die Belastbarkeit der Erkenntnisse zu erhöhen, die auf Basis dieser Quelle geschaffen werden.

Investitionskosten für Gasfernleitungen beruhen auf Analysen von [18]. Bei den Kosten wird unterschieden, ob ein Neubau von Pipelines erfolgt (0,144 Mio. €/GW km) oder ob existierende Erdaspipelines umgestellt und für den Transport von Wasserstoff genutzt werden (0,04 Mio. €/GW km).

Tabelle 2: Literaturübersicht zu Supply-Chain Analysen von Wasserstoff

	LKW				Bahn				Binnenschiff				Überseeschiff				Pipeline
	GH ₂	LH ₂	LOHC	NH ₃	GH ₂	LH ₂	LOHC	NH ₃	GH ₂	LH ₂	LOHC	NH ₃	GH ₂	LH ₂	LOHC	NH ₃	GH ₂
Niermann, 2021 [19]	x	x	x											x	x		
Lahnaoui, 2021 [20]	x	x	x														
Reuß, 2021 [21]	x	x	x														x
Ishimoto, 2020 [12]													x	x		x	
DB Energie, 2020 [22]					x												
Ocho, 2018 [23]	x				x												
Almansoori, 2016 [24]	x	x			x	x							x	x			
Teichmann, 2012 [16]	x	x	x											x	x		
Yang, 2007 [25]	x	x															x

Tabelle 3: Techno-ökonomische Parameter der LH₂-Transportmittel

Größe	Einheit	Reuß, 2021 [21]	Teichmann, 2012 [16]	Niermann, 2021 [19]	Amos, 1998 [26]	Teichmann, 2012 [16]	Ishimoto, 2020 [12]	Altmann, 2001 [17]
Transportmittel	[-]	LKW	LKW	LKW	Bahn	Schiff	Schiff	Schiff
Frachtkapazität	[t]	4,3	3,5	4,5	9,1	1.050	354	1.050
	[m ³]	61	49	64	128	14.831	5.000	14.831
	[GWh]	0,14	0,12	0,15	0,30	35	12	35
Investition ¹	[Mio. €]	0,86	0,61	1,02	0,42	146	41	104
Be- und Entladezeit	[h]	3	3	3	24	48	24	16
Kraftstoff-Kosten ¹	[€/l]	1,2 ^{2, a}	1,2 ^{2, a}	1,2	0,1	0,3 ^{2, a}	0,3 ^{2, a}	0,3 ^{2, a}
Kraftstoff-Verbrauch	[l/100 km]	34,5	27,6	40	88	9.264 ^{2, a}	9.264 ^{2, a}	9.264 ^{2, a}
Betriebsstunden	[h/a]	2.000	3.500	3.500	8.400	8.000 ^{2, a}	8.000 ^{2, a}	8.000 ^{2, a}
Geschwindigkeit	[km/h]	60	45	60	40	33	30	33
Betriebskosten ¹	[€/h]	35	35 ^{2, b}	35 ^{2, b}	3	479	479	479
Wartung & Instandhaltung	[% Invest/a]	5%	5%	4%	1%	2% ^{2, a}	2% ^{2, a}	2% ^{2, a}
Verluste	[%]	0,3%	0,3%	1,4%	0,3%	0,1%	0,2%	0,1%
Lebensdauer	[a]	11	11	12	15	25	25 ^{2, a}	25 ^{2, a}
Kumulierte Inflation	[% ₂₀₂₁]	0%	11%	0%	36%	11%	0%	72%

¹Angaben entsprechend der Literatur-Quelle, ohne Inflation. Inflation wird anschließend im Modell berücksichtigt.

²Angabe nicht aus ebendiesem Paper, sondern aus einer der anderen Quelle ergänzt: ^a [19], ^b [21]

3 Methodik

Zur Optimierung und Analyse von Energiesystemen hat das Institut für techno-ökonomische Systemanalyse des Forschungszentrums Jülich das Open-Source-Framework FINE entwickelt. In Kapitel 3.1 wird das Framework sowie das darauf aufbauende Modell FINE.Infrastructure erläutert.

Diese Arbeit erlaubt erstmals eine integrierte Betrachtung von LKW, Bahn und Binnenschiff als Transport-Optionen für LH₂ im Inland. Als mögliche Transportrouten dienen Straßen, Bahnstrecken und Bundeswasserstraßen, deren Implementierung im Optimierungsmodell neben der Identifikation möglicher LH₂-Bedarfe in Kapitel 3.2 beschrieben wird.

Kapitel 3.3 geht auf die Integration technoökonomischer Parameter der untersuchten Transportmittel in FINE ein: Integraler Bestandteil der Vorverarbeitung der Daten ist eine Umrechnung der techno-ökonomischen Größen. Statt mit diskreten Energiemengen (z. B. des Energiegehalts einer LKW-Fracht an LH₂) werden in FINE Energieflüsse zwischen Regionen betrachtet.

3.1 Optimierungsframework FINE und Case Study Deutschland

Bei FINE handelt es sich um ein Framework zur gemischt-ganzzahligen Optimierung von Energiesystemen. Transmissions-, Speicher-, und Umwandlungs-Komponenten sowie energetische und stoffliche Quellen und Senken bilden die Grundbausteine des Optimierungsmodells. Neben komponentenspezifischen Nebenbedingungen stellt die Deckung der Energiebedarfe sowie die Einhaltung von jährlichen CO₂-Grenzwerten die zentralen Nebenbedingungen des Modells dar. Unter Berücksichtigung dieser Nebenbedingungen findet eine wirtschaftliche Optimierung der Dimensionierung und des Betriebs des Energiesystems statt. [7, 8]

Das mit Framework 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 in das bestehende Modell aufgenommen.

Fünf verschiedene Komponentenklassen lassen sich in FINE abbilden:

- Erzeugung/Quellen (z.B. PV-Freiflächen und -Dachanlagen, Windenergieanlagen (offshore und onshore))
- Umwandlung (z.B. thermische Kraftwerke, Elektrolyseure, Brennstoffzellen)
- Transmission (z.B. AC-Übertragungsleitungen, DC-Übertragungsleitungen, Gas-Übertragungsleitungen)
- Speicher (z.B. Batteriespeicher, Salzkavernen und Porenspeicher, Kryotanks)
- Bedarfe/Senken (z.B. Wasserstoffnachfrage Industrie, Stromnachfrage Haushalte, Fernwärme)

Für die vorliegende Analyse wird Deutschland – angelehnt an eine von Hörsch und Brown entwickelte Methode [27] – in 80 Regionen aufgeteilt, die sich an den Voronoi-Regionen² des Übertragungsnetzes Strom orientieren.

Bedarfe und Erzeugungsmengen von Energieträgern werden in den Mittelpunkt der Regionen projiziert. Ein Austausch von Energie- und Stoffströmen ist zwischen Regions-Mittelpunkten möglich. Innerhalb der Regionen gilt die Annahme einer „Kupferplatte“: Transport-Kosten und -Verluste innerhalb einer Region werden vernachlässigt.

Bedarfe für Strom, Erdgas, GH₂ und Wärme werden basierend auf den Ergebnissen eines Einknoten-Modells für Deutschland (FINE.NESTOR) [29] ermittelt. Es wird eine GH₂-Nachfrage von 273 TWh in Industrie, Verkehr und Gebäude in Deutschland angenommen. Als Rahmenbedingung des Szenarios wird eine CO₂-Reduktion von 95 % über alles Sektoren angenommen. Das Energiesystem ist damit CO₂-frei, Emissionen fallen lediglich in Bereichen wie der Landwirtschaft an, wo sie zu deutlich höheren Kosten zu eliminieren sind.

Im bestehenden Modell wurde LH₂ nur rudimentär implementiert: Importe von flüssigem Wasserstoff aus dem Ausland sind im Modell zwar abgebildet, Verteilung und Transport zur Deckung der unterschiedlichen Bedarfe in Deutschland wurden jedoch nicht berücksichtigt. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die heimische Verteilung und den Transport in das Optimierungssystem zu implementieren.

3.2 LH₂: Import, Bedarfe und Transport-Routen

Importe von LH₂ werden aus den europäischen Nachbarländern Irland, Norwegen, dem Vereinigten Königreich und Island betrachtet. Die Import-Mengen und -Kosten basieren auf Studien von Ryberg [30, 31]. Die darin aufgeführten Modellrechnungen ergeben durchschnittliche Import-Kosten von 11,55 €/ct/kWh bzw. knapp 3,85 €/kgH₂ für das Jahr 2050 [31]. Als Import-Häfen werden die Standorte Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade berücksichtigt, die derzeit in der Diskussion sind zu LNG-Terminals ausgebaut zu werden.

Als potenzieller Abnehmer für LH₂ wird der Flug-Sektor identifiziert [32, 33]. Hydrogen Europe, ein Dachverband des europäischen Wasserstoff- und Brennstoffzellensektors geht davon aus, dass wasserstoffbetriebene Verkehrs- und Frachtflugzeuge ab 2035 eine praktikable Option darstellen [32]. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein LH₂-Bedarf im Jahr 2050 in Höhe von einem Drittel des Kerosinbedarfs des Jahres 2019 abgeschätzt. Dies ist eine konservative Abschätzung im Vergleich zu der Prognose von FCH JU, die annimmt, dass bis 2050 40 % - 60 % des Flugverkehrs auf LH₂ umgestellt ist.

² Bei dieser Methode wird ein Raum (hier: Deutschland) auf Basis von Voronoi-Punkten (hier: Knoten des Hochspannungs-Stromnetzes) in Polygone aufgeteilt. Die Grenzen der Polygone verlaufen so, dass sich jeder Punkt innerhalb des Polygons näher an dem Voronoi-Punkt dieses Polygons befindet als an einem Nachbar Voronoi-Punkt. [28]

Das aufgelöste deutsche Hochspannungsnetz wird mit 475 Knoten modelliert. Da die Betrachtung von 475 Regionen eine zu hohen Rechenaufwand für das Optimierungsmodell darstellen, werden benachbarte Voronoi-Regionen miteinander kombiniert, bis die Anzahl der betrachteten Regionen zu einem akzeptablen Rechenaufwand führt (hier 80 Regionen).

Dieser Prognose liegen zwei verschiedene Szenarien zu Grunde: In dem *efficient decarbonization* Szenario wird angenommen, dass zwischen 2030 und 2040 Mittelstrecke-Flugzeuge durch Wasserstoff betriebene Flugzeuge ersetzt werden. Bis 2050 werden alle Kurz- und 50 % der Mittelstreckenflüge durch LH₂ betrieben werden. In dem *maximum decarbonization* Szenario wird angenommen, dass neue Flugzeuge mit Flugstrecken bis 10.000 km ab 2028 und bis 2040 vollständig mit LH₂ betrieben werden. [33]

Es ergibt sich eine LH₂-Nachfrage in Höhe von 33 TWh (bezogen auf den Heizwert, rund 1 Mio. t H₂). Der Wasserstoffbedarf wird proportional zu dem Passagieraufkommen [34] und derzeitigem Kerosinbedarf [35] aus dem Jahr 2019 und regional auf die 24 größten Flughäfen in Deutschland [36] verteilt. Abbildung 1 visualisiert die LH₂-Bedarfe in den betrachteten Regionen. Große Nachfragen sind mit dem Namen des Flughafens gekennzeichnet, dem der Bedarf zuzuordnen ist.

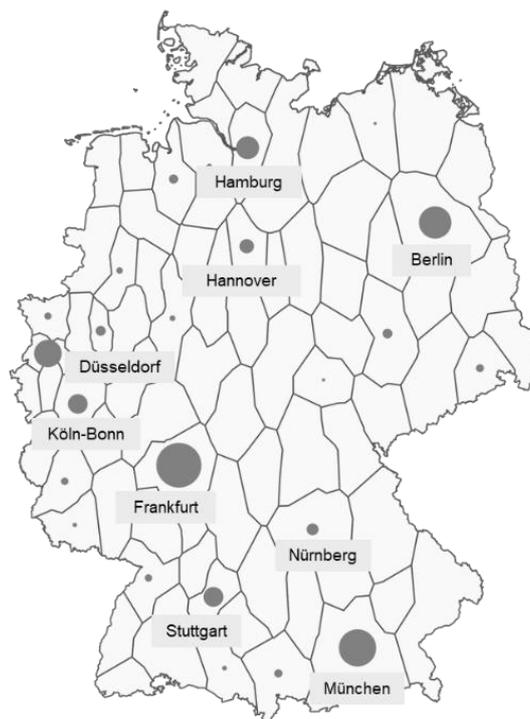


Abbildung 1: Bedarfe von flüssigem Wasserstoff an Flughäfen in Deutschland

Als Transportrouten werden das bestehende Straßennetz [37], die bestehenden Bahntrassen [38] und die Bundeswasserstraßen [39] herangezogen.

Transportwege werden nur zwischen zwei Regionen, nicht innerhalb von Regionen berücksichtigt. Als Entfernung zwischen zwei Regionen wird die Route zwischen den Mittelpunkten beider Regionen herangezogen. Verlaufen bestehende Transportrouten (Straßen, Bahntrassen) nicht genau durch einen Regionsmittelpunkt, wird das Streckennetz um eine direkte Verbindung zwischen Regionsmittelpunkt und dem nächsten Punkt auf der bestehenden Route ergänzt.

Im Fall von Binnenwasserstraßen wird diese Methodik erweitert, indem zunächst derjenige Hafen [40] bestimmt wird, der sich am nächsten am Mittelpunkt der Region befindet. Anschließend wird dem Streckennetz eine Verbindung zwischen Mittelpunkt und nächstem Hafen hinzugefügt.

Mittels des Dijkstra-Algorithmus' [13] wird die kürzeste Route zwischen den Mittelpunkten aller Regionen zueinander für die verschiedenen Transportmittel berechnet. Eine Visualisierung der kürzesten Routen zwischen den Regionen findet sich in Abbildung 2. So lässt sich für jede Regionskombination die Weglänge ausweisen, die Voraussetzung für die Berechnung der Transport-Kosten ist. Es ergeben sich je nach Transportmittel bis zu 3.120^3 unterschiedliche Wegstecken.

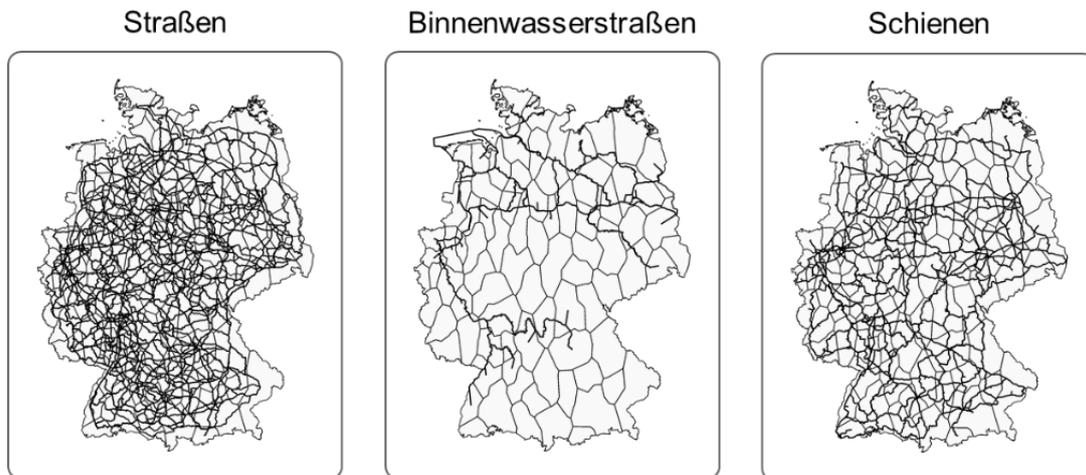


Abbildung 2: Kürzeste Route auf der Straße, den Binnenwasserstraßen und der Schiene zwischen den Regionen

3.3 Techno-ökonomische Parameter

Im Modell werden für die Transportoptionen sowohl Investitions-, als auch Betriebskosten berücksichtigt. Für die Implementierung der techno-ökonomischen Daten aus der Literatur bedarf es einer Umrechnung. Techno-ökonomische Daten der Transmissionskomponenten (z.B. Pipelines) werden im Optimierungsmodell in Abhängigkeit ihrer Kapazität angegeben und verarbeitet (z.B. €/GW bzw. €/GW*km). In der Literatur hingegen werden entsprechende Daten in Abhängigkeit des Frachtvermögens (hier Energiemenge z.B. €/GWh) angegeben.

Um die Literaturdaten in das Format des Optimierungsmodells zu überführen, findet eine Umrechnung statt: Aus der transportierbaren Energiemenge an LH_2 , E , der Anzahl der Transport-Zyklen, z , die innerhalb eines Jahres absolviert werden und der Anzahl an Stunden in einem Jahr, T , ergibt sich eine jährliche durchschnittliche Transportkapazität, C , für jede Route zwischen zwei Regionen i,j .

$$C_{i,j} = \frac{E}{T} z_{i,j} \quad (2)$$

Die Anzahl der Zyklen ergibt sich aus der maximalen jährlichen Einsatzzeit des Transportmittels T_a , und der Zeit, die für das Absolvieren eines Zyklus' notwendig ist, $T_{z,i,j}$.

$$z_{i,j} = \frac{T_a}{T_{z,i,j}} \quad (3)$$

³ Insgesamt 6.400 mögliche Routen (80×80), abzüglich identischer Routenlänge für Hin- und Rückstrecke ($D_{i,j} = D_{j,i}$, minus 3.200) und der Entfernung zu sich selbst ($D_{i,i} = 0$, minus 80)

Ein Zyklus besteht aus der Be- und Entladung des Transportmittels sowie aus der Zeit, die in Abhängigkeit der Durchschnittsgeschwindigkeit, v , für die Hin- und Rückfahrt zwischen zwei Regionen notwendig ist.

$$T_{z\ i,j} = t_{\text{lade}} + \frac{2D_{i,j}}{v} + t_{\text{lade}} \quad (4)$$

Daraus ergibt sich für die jährliche durchschnittliche Übertragungskapazität:

$$C_{i,j} = \frac{E}{t_{\text{lade}} + \frac{2D_{i,j}}{v} + t_{\text{lade}}} \frac{T_a}{T} \quad (5)$$

$D_{i,j}$ bezeichnet den Abstand zwischen zwei Regionen. Die Kapazität sowie alle Kosten, die in Abhängigkeit der Kapazität ausgedrückt werden, sind somit abhängig von dieser Variablen. Um Nichtlinearitäten in dem System zu vermeiden, werden sämtliche Kosten á priori für jede Kombination von Regionen und für jedes Verkehrsmittel berechnet und im Modell hinterlegt.

Sämtliche Kosten aus der Literatur lassen sich nun in Abhängigkeit der jährlichen Durchschnittskapazität ausdrücken. Betrachtet werden drei Kosten-Typen: Investitionskosten, Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Kapazität und Betriebskosten in Abhängigkeit des Einsatzes (Einsatzzeit und zurückgelegte Strecke).

Die Investitionskosten werden im Modell in Abhängigkeit der Übertragungsleistung und der Streckeneinheit angegeben und als spezifische Investitionskosten bezeichnet. Sie berechnen sich aus der zuvor bestimmten Kapazität, dem Abstand zwischen den Regionen und den Literaturwerten für die Gesamtinvestition gemäß:

$$I_{i,j} = \frac{I_0}{C_{i,j}D_{i,j}} \quad (6)$$

Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Kapazität ergeben sich aus den Wartungskosten (engl. Operation and Maintenance kurz OM), k_{OM} .

$$\begin{aligned} \text{OPEX}_{\text{Cap } i,j} &= \frac{k_{\text{OM}}I_0}{C_{i,j}D_{i,j}} \\ \Leftrightarrow \text{OPEX}_{\text{Cap } i,j} &= 2k_{\text{OM}} \frac{I_0}{E} \frac{T}{T_a} \left(\frac{t_{\text{lade}}}{D_{i,j}} + \frac{1}{v} \right) \end{aligned} \quad (7)$$

Betriebskosten lassen sich in Abhängigkeit des Einsatzes in Kosten pro Zeiteinheit, p_t , und Kosten pro Streckeneinheit, p_l , unterteilen. Zu den erstgenannten Kosten zählen Personalkosten; zu den zweitgenannten zählen Kraftstoffkosten.

$$\begin{aligned} \text{OPEX}_{\text{Op } i,j} &= \left(p_t \frac{T_a}{T} + p_l \frac{2z_{i,j}D_{i,j}}{T} \right) \\ \Leftrightarrow \text{OPEX}_{\text{Op } i,j} &= \frac{T_a}{T} \left(p_t + p_l \left(\frac{t_{\text{lade}}}{D_{i,j}} + \frac{1}{v} \right)^{-1} \right) \end{aligned} \quad (8)$$

All diese Kosten fließen in das Optimierungsproblem ein. Im folgenden Kapitel 4.1 werden spezifische Investitionskosten in Anhängigkeit der Transport-Distanz visualisiert, wodurch Erkenntnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen untersuchten Transportmittel ermöglicht werden.

4 Ergebnisse

Die Vorstellung der Ergebnisse gliedert sich in vier Teile. Zunächst werden in Kapitel 4.1 die spezifischen Kosten dargestellt, die sich gemäß der in Kapitel 3.3 erläuterten Methodik ergeben. Im Anschluss werden in Kapitel 4.2 und 4.3 Ergebnisse der Optimierung mit und ohne Berücksichtigung von Wasserstoffbedarfen vorgestellt. Abschließend erfolgt in Kapitel 4.4 eine Sensitivitätsanalyse der spezifischen Investitionskosten gegenüber unterschiedlichen Eingangswerten.

4.1 Investitionskosten

In Abbildung 3 sind die spezifischen Investitionskosten für die untersuchten Transportoptionen dargestellt. Aufgetragen sind die Kosten, die sich gemäß Gleichung (6) berechnen (Ordinate) in Abhängigkeit der Distanz zwischen zwei Regionen (Abszisse). Sofern mehrere Literaturquellen für die jeweilige Technologie identifiziert wurden, sind diese in der Abbildung eingezeichnet. Links ist eine lineare, rechts eine doppelt-logarithmische Darstellung der Daten verwendet.

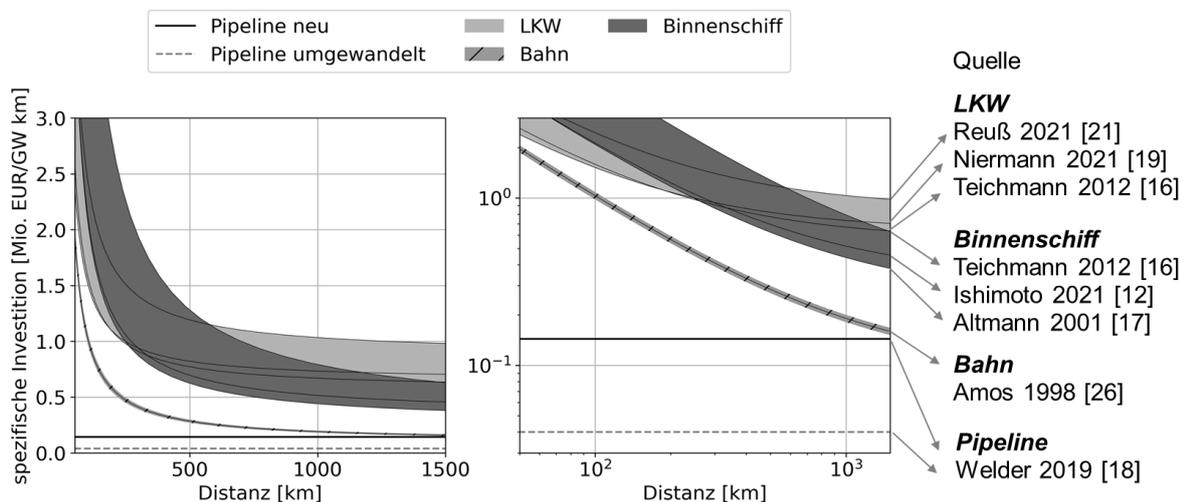


Abbildung 3: Spezifische Investitionskosten über die Strecke für die untersuchten Transportoptionen (links linear, rechts doppelt-logarithmisch)

Zum Vergleich sind die Kosten für den Ausbau von Pipelines für gasförmigen Wasserstoff eingezeichnet. Unterschieden wird zwischen Kosten für den Neubau von Leitungen und der Umwandlung bestehender Erdgasleitungen.

Bis zu einer untersuchten Distanz von 1.500 km befinden sich die Kosten der LH₂-Transportoptionen oberhalb von denen der Gaspipelines. Die günstigste Option für den LH₂-Transport stellt die Bahn dar. Der LKW stellt auf kürzeren Strecken die günstigere Option im Vergleich zum Binnenschiff dar, ab einer Distanz von 200 km (je nach Literaturquelle) kehren sich die Verhältnisse um und das Binnenschiff wird zur günstigeren Option.

4.2 Ergebnisse ohne Berücksichtigung von LH₂-Bedarfen

Die Ergebnisse des Optimierungsmodells zeigen, dass in dem untersuchten Szenario etwas mehr als die Hälfte der 273 TWh GH₂-Bedarfs in Deutschland durch Importe gedeckt werden. 143 TWh (grüner) Wasserstoff werden dabei in flüssiger Form aus Irland, dem Vereinigten Königreich, Norwegen und Island importiert; 0,5 TWh werden gasförmig aus den Niederlanden importiert. Weitere 317 TWh Wasserstoff werden inländisch durch Elektrolyse produziert. Dieser Wasserstoff dient sowohl der Deckung heimischer Wasserstoffbedarfe als auch der (saisonalen) Speicherung von elektrischer Energie aus fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Der flüssige Wasserstoff wird an den Importhäfen regasifiziert und gasförmig per Pipeline weitertransportiert. Ein Transport von flüssigem Wasserstoff findet also nicht statt. Die Modellierung zeigt, dass die höhere volumetrische Energiedichte von LH₂ nicht die höheren Investitionskosten von LH₂-Transportmittel kompensieren.

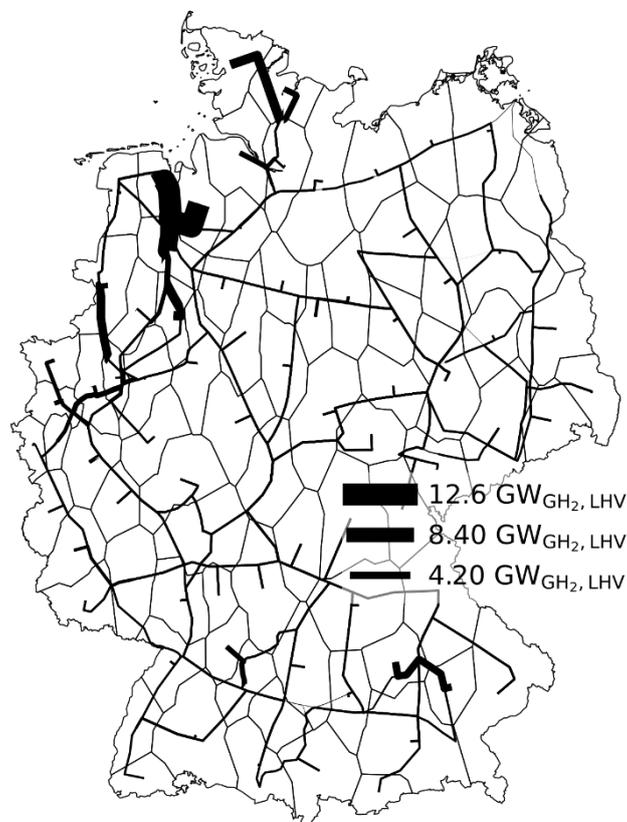


Abbildung 4: Ausgebaute Wasserstoffpipelines für den Transport von GH₂

4.3 Ergebnisse unter Berücksichtigung von LH₂-Bedarfen

Viele der in Kapitel 4.2 gewonnenen Erkenntnisse haben im Falle der Mitberücksichtigung von LH₂ weiterhin Bestand: Die in Elektrolyseuren produzierte Energiemenge verändert sich nicht, während sich die Menge des importierten LH₂ um den Betrag des jährlichen LH₂-Bedarfs erhöht. Der Import von LH₂ ist demnach wirtschaftlicher und wird in dem betrachteten Szenario der inländischen Produktion vorgezogen. Grund dafür ist die hohe Energiemenge, die für die Verflüssigung von LH₂ benötigt wird. Aufgrund des hohen Energieeinsatzes erfolgt die Verflüssigung in den Export-Ländern, in denen günstigere Stromgestehungskosten vorherrschen.

Im Vergleich zu dem Szenario ohne zusätzliche LH₂-Bedarfe wird die gleiche Menge an Wasserstoff am Imphorhafen regasifiziert. Dies bedeutet, dass LH₂ nicht etwa regasifiziert, per Pipeline transportiert und anschließend wieder verflüssigt wird, um LH₂-Bedarfe zu decken. Diese Option führt zu hohen energetischen Verlusten, die nicht durch wirtschaftliche Vorteile (günstiger Pipeline-Transport) kompensiert werden.

Stattdessen werden LH₂-Bedarfe durch den Transport von importiertem Wasserstoff in flüssiger Phase gedeckt. Wie Abbildung 3 bereits andeutet, bestätigen die Optimierungsergebnisse, dass unter den angenommenen Bedingungen der LH₂-Transport ausschließlich durch die Bahn – als dem wirtschaftlichsten der untersuchten Transportmittel – erfolgt. Abbildung 5 zeigt die Transportrouten, die für die Versorgung der Flughäfen mit LH₂ ausgebaut werden müssen.

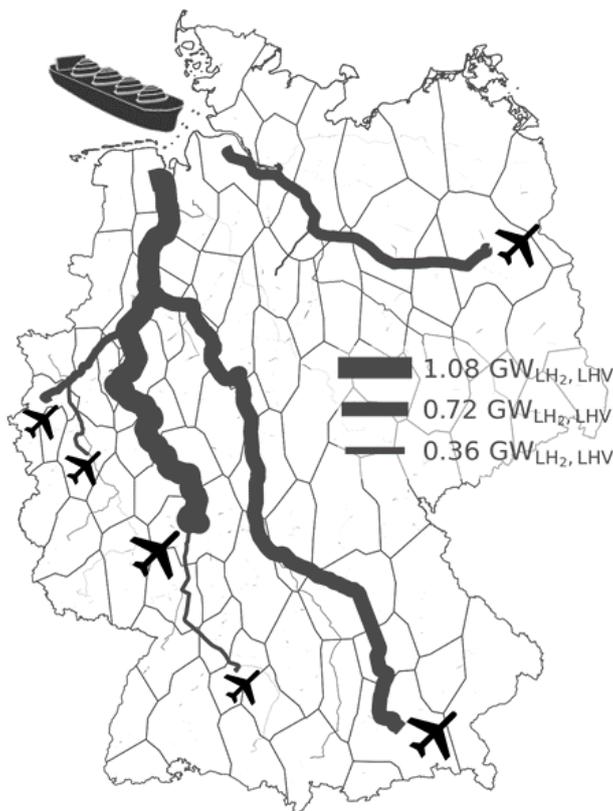


Abbildung 5: Ausgebaute Bahnrouen für den Transport von LH₂

4.4 Sensitivitätsanalyse

Abschließend werden die spezifischen Investitionskosten (Gleichung (6)) auf ihre Sensitivität gegenüber verschiedenen Input-Parametern analysiert. Bei den Untersuchten Input-Parametern handelt es sich um die (absoluten) Investitionskosten, den Energiegehalt der Fracht, die jährlichen Betriebsstunden, die Be- und Entladezeit, sowie die durchschnittliche Geschwindigkeit des Transportmittels. Die ausgewählten Parameterwerte werden um jeweils 20 % erhöht und verringert (insgesamt 5 x 2 = 10 Variationen).

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 6 und Abbildung 7 als Tornado-Diagramm dargestellt. Zur linken Seite sind Vergünstigungen abgebildet, die sich aus der Variation der Input-Parameter ergeben, zur rechten Seite die Verteuerungen. Sortiert sind die Werte nach absteigender Auswirkung auf die Vergünstigung.

Für das Transportmittel LKW lässt sich ablesen, dass die Investitionskosten den größten Einfluss auf eine Vergünstigung haben. Diese Kosten gehen direkt proportional in die spezifischen Investitionskosten ein und erzielen somit eine Senkung um 20 %, also in gleicher Höhe wie der reduzierte Inputwert. An zweiter und dritter Stelle stehen Betriebsstunden (- 17 %) und Frachtkapazität (- 17 %). Geringere Auswirkung haben die Ladezeit (- 15 %) und die Geschwindigkeit (- 4 %).

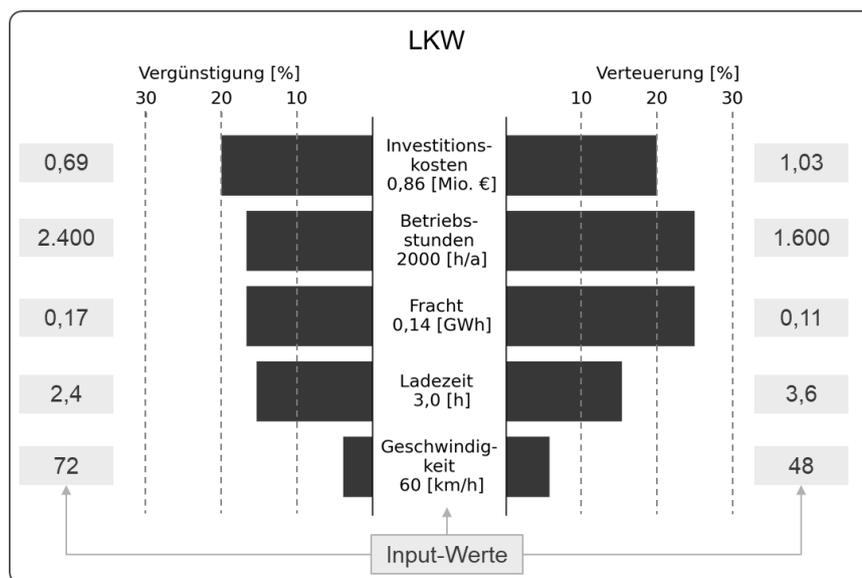


Abbildung 6: Sensitivität der spezifischen Investitionskosten des LKW (Reus 2021) gegenüber ausgewählter Input-Parameter

Auch bei Bahn und Binnenschiff haben die Investitionskosten den größten und direkt proportionalen Einfluss (- 20 %), auf den folgenden Positionen kommt es aber zu Abweichungen im Vergleich zum LKW. So hat die Ladezeit hier einen bedeutend höheren Einfluss (- 19%). Grund dafür ist der höhere Ausgangswert von 24 h bei Bahn und Binnenschiff. Dieser liegt deutlich höher als beim LKW mit 2 h.

Die transportierbare Fracht hat aufgrund der mathematischen Formulierung (siehe Gleichung (6)) den gleichen prozentualen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit wie bei LKW-Transporten (- 17 %). Einen deutlich geringeren Einfluss weisen hingegen die Betriebsstunden (Bahn: - 4 %, Schiff: - 9 %) auf. Da sich die Betriebsstunden bei den beiden Transportmitteln bereits auf einem hohen Niveau befindet (≥ 8.000 h/a) ist das Steigerungspotenzial klein. Die Steigerung dieser Größe um 20 % würde die Anzahl der Stunden eines Jahres überschreiten und wird auf 8.760 h/a begrenzt. Da ein ganzjähriger Betrieb dieser Verkehrsmittel technisch unwahrscheinlich ist, ist von einer signifikanten Vergünstigung der Investitionskosten durch Steigerung der Betriebsstunden nicht auszugehen.

Auch bei Bahn und Binnenschiff zeigt eine Variation der durchschnittlichen Transport-Geschwindigkeit die kleinsten Veränderungen auf die spezifischen Investitionskosten (- 1 %).

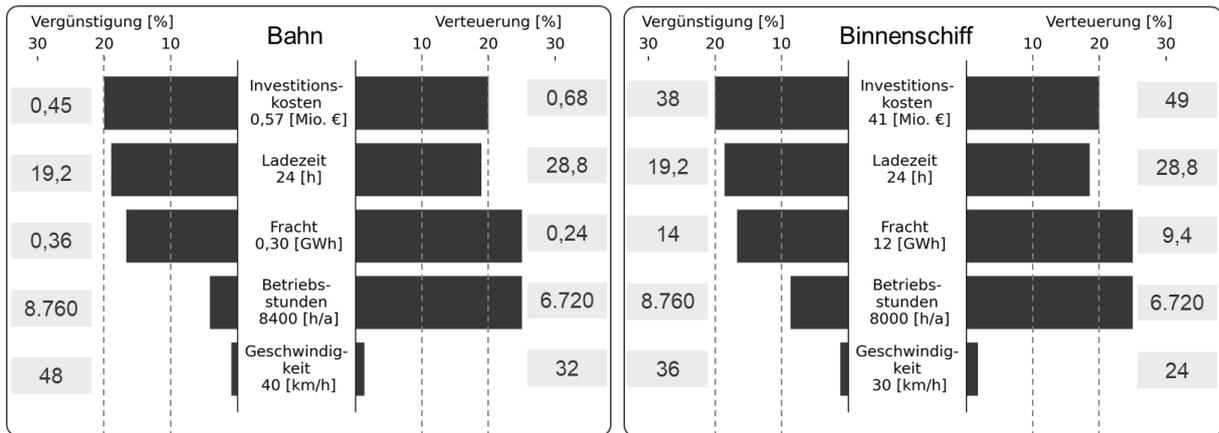


Abbildung 7: Sensitivität der spezifischen Investitionskosten von Bahn (Amos 1998) und Schiff (Ishimoto 2021) gegenüber ausgewählter Input-Parameter

Analog zu Abbildung 3 ist in Abbildung 8 die Sensitivität der spezifischen Investitionskosten visualisiert. Die Fläche um die Gerade zeigt den Korridor, in dem sich die Variation der Ergebnisse bewegt. Zu einer Unterschreitung der Kosten für eine Gaspipeline kommt es lediglich bei der Bahn und einer Strecke von über 1.000 km.

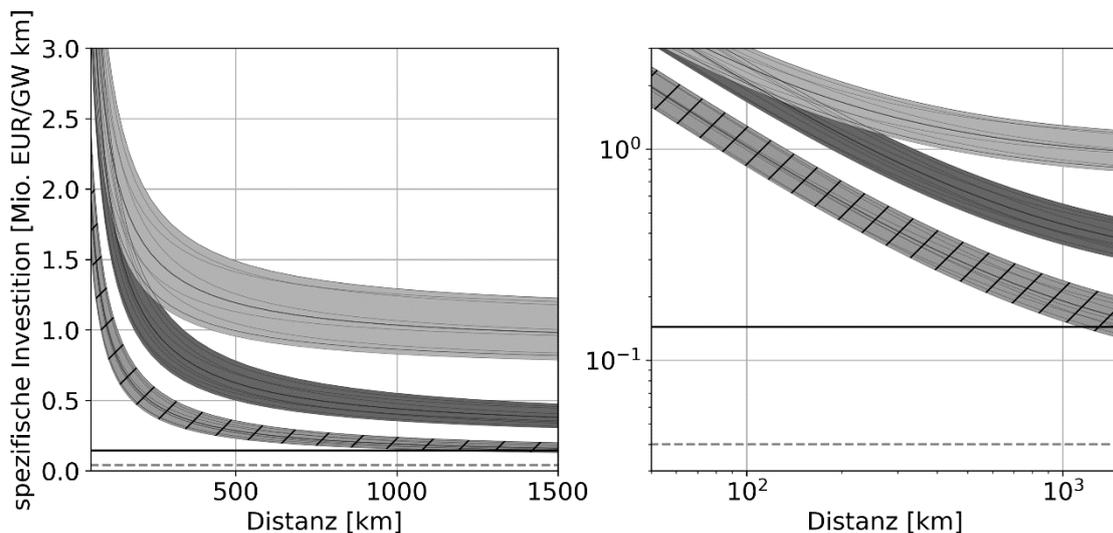
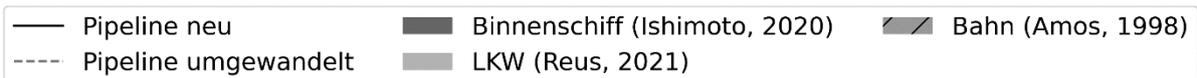


Abbildung 8: Sensitivität der spezifischen Investitionskosten verschiedener Transportmittel in Abhängigkeit der Transportentfernung

Einen Effekt auf das Optimierungsergebnis hat die Senkung der Investitionskosten um 20 % nicht, da in dem Modell keine Strecken länger als 1.000 km sind.

5 Diskussion und Fazit

Vor dem Hintergrund der Modellannahmen ergibt die Untersuchung (und die Arbeit, auf der diese Untersuchung basiert [1]), dass rund die Hälfte des gesamten deutschen Wasserstoffbedarfs (GH_2 und LH_2) importiert wird (143 von 273 TWh); die andere Hälfte inländisch produziert wird. Importiert wird Wasserstoff in dem untersuchten Szenario ausschließlich in Form von LH_2 . Eine differenzierte Betrachtung zeigt auf, dass sich bei GH_2 - und LH_2 -Nachfragen Unterschiede ergeben bezüglich des Wasserstoffs-Bezugs (Import oder inländische Produktion) und dem Transport von importiertem LH_2 zu den Abnehmern ergibt:

Wird der importierte flüssige Wasserstoff zur Deckung von GH_2 -Bedarfen eingesetzt, ist die Regasifizierung am Import-Terminal und der gasförmige Transport per Pipeline in Deutschland die ökonomisch günstigste Option.

Die Deckung des LH_2 -Bedarfs findet in dem Modell ausschließlich durch Importe (33 TWh) statt. Die inländische LH_2 -Produktion ist nicht wirtschaftlich: Da die Verflüssigung ein energieintensiver Prozess ist, ist es ökonomisch sinnvoller, sie in den Export-Ländern durchzuführen, in denen ein günstigeres Angebot erneuerbarer Energien vorherrscht als in Deutschland. Für den inländischen Transport des LH_2 ist die Bahn unter den getroffenen Annahmen die wirtschaftlichste Option.

Der inländische LH_2 -Transport ist also nur wirtschaftlich für den Transport zwischen LH_2 -Quellen (Import-Häfen) mit LH_2 -Senken (Flughäfen).

Im Rahmen zukünftiger Untersuchungen ist zu prüfen, welche Unterschiede sich bei geringeren Transportmengen und einer feineren regionalen Auflösung ergeben. Die aktuelle Studie untersucht das Jahr 2050, in dem ein hohes Niveau an Wasserstoffbedarfen angenommen wird. Bei niedrigeren Transportmengen werden Pipelines geringer ausgelastet, was zu einer niedrigeren Wirtschaftlichkeit dieser Transportoption führt. Es ist zu untersuchen, ob in den Jahren des Hochfahrens Alternativen zum Pipeline-Transport wirtschaftlicher sind.

In dem angewandten Optimierungsmodell ist Deutschland in 80 Regionen aufgeteilt; als Pipelines werden die Gasfernleitungen betrachtet. In einem Modell mit höherer regionaler Auflösung ließen sich zusätzlich Verteilnetze betrachten und mit den anderen H_2 -Transportoptionen vergleichen. Außerdem sollte eine Betrachtung der letzten Meile vorgenommen werden (z.B. Transport vom Güterbahnhof zum LH_2 -Abnehmer). All diese Überlegungen können dazu führen, dass sich abweichende Optima ergeben.

6 Literatur

- [1] M. Robinius *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] P. Sterchele *et al.*, „Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“, 2020.
- [4] Wuppertal Institut und 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. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf. Zugriff am: 26. Mai 2021.
- [7] J. Adolf *et al.*, „Shell LNG-Studie: Verflüssigtes Erdgas - Neue Energie für Schiff und LKW?“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-Ing-studie/_jcr_content/par/toptasks.stream/1550153767627/8156fa56cf326a600ee9330a0d109159597d931e/Ing-studie-web-red.pdf. Zugriff am: 17. März 2021.
- [8] D. Stolten und T. Grube, Hg., *18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010: Proceedings*. Jülich: Forschungszentrum IEF-3, 2010. [Online]. Verfügbar unter: <http://hdl.handle.net/2128/4322>
- [9] Linde, *H2-Distribution und -Speicherung*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.linde-gas.de/de/innovations/hydrogen_energy_h2/h2_one_stop_shop/h2_distribution_and_storage/index.html (Zugriff am: 5. August 2021).
- [10] S. Narson und R. Larson, „LNG on the Rails - Precursor to LH2 on the Rails?“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: http://palmettocleanfuels.org/files/hydrogen/Nason_Chart_Rail.pdf
- [11] Kawasaki, *World's First Liquefied Hydrogen Carrier SUIISO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society | Kawasaki Heavy Industries, Ltd.* [Online]. Verfügbar unter: https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211_3487 (Zugriff am: 23. November 2020).
- [12] Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Roussanaly, D. Berstad und S. O. Gardarsdottir, „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*, Jg. 45, Nr. 58, S. 32865–32883, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.09.017.
- [13] Kawasaki Heavy Industries, Ltd., *Liquefied Hydrogen Carriers*. [Online]. Verfügbar unter: <https://global.kawasaki.com/en/stories/articles/vol18/> (Zugriff am: 22. November 2020).

- [14] M. Kaup, D. Łozowicka und W. Ślęcz, „A concept of an inland LNG barge designed for operation on the Odra waterway“, *SJSUT.ST*, Jg. 95, S. 75–87, 2017, doi: 10.20858/sjsutst.2017.95.8.
- [15] Veus-Shipping, *Concordia Damen baut Binnentanker für Shell*. [Online]. Verfügbar unter: <https://veus-shipping.com/2020/11/concordia-damen-baut-binnentanker-fuer-shell/> (Zugriff am: 17. März 2021).
- [16] D. Teichmann, W. Arlt und P. Wasserscheid, „Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 37, Nr. 23, S. 18118–18132, 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.08.066.
- [17] M. Altmann, Gaus, Landinger, stiller und Wurster, „Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks „Killer-Kriterien“, grobe Auslegung und Kostenabschätzung“, 2001.
- [18] L. Welder, „Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems: Optimierung von gekoppelten Infrastrukturen für zukünftige Energiesysteme“, RWTH Aachen University, 2020.
- [19] M. Niermann, S. Timmerberg, S. Drünert und M. Kaltschmitt, „Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 135, S. 110171, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110171.
- [20] A. Lahnaoui, C. Wulf und D. Dalmazzone, „Optimization of Hydrogen Cost and Transport Technology in France and Germany for Various Production and Demand Scenarios“ (en), *Energies*, Jg. 14, Nr. 3, S. 744, 2021, doi: 10.3390/en14030744.
- [21] M. Reuß, P. Dimos, A. Léon, T. Grube, M. Robinius und D. Stolten, „Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050“ (en), *Energies*, Jg. 14, Nr. 11, S. 3166, 2021, doi: 10.3390/en14113166.
- [22] Landes Energie Agentur Hessen und DB Energie, „Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz“, 2020.
- [23] A. Ochoa Bique und E. Zondervan, „An outlook towards hydrogen supply chain networks in 2050 — Design of novel fuel infrastructures in Germany“, *Chemical Engineering Research and Design*, Jg. 134, S. 90–103, 2018, doi: 10.1016/j.cherd.2018.03.037.
- [24] A. Almansoori und A. Betancourt-Torcat, „Design of optimization model for a hydrogen supply chain under emission constraints - A case study of Germany“, *Energy*, Jg. 111, S. 414–429, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.05.123.
- [25] C. YANG und J. Ogeden, „Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 32, Nr. 2, S. 268–286, 2007, doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.05.009.
- [26] W. A. Amos, „Costs of Storing and Transporting Hydrogen“, 1998. Zugriff am: 24. November 2020.
- [27] J. Hörsch und T. Brown, „The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios“, 22. Mai 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://arxiv.org/pdf/1705.07617>.
- [28] J. M. Kang, „Voronoi Diagram“ in *Springer reference, Encyclopedia of GIS: With 90 tables*, S. Shekhar und H. Xiong, Hg., New York, NY: Springer, 2008, S. 1232–1235, doi: 10.1007/978-0-387-35973-1_1461.

- [29] P. M. Lopion, *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO₂-Reduktionsstrategie*. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag, 2020.
- [30] D. S. Ryberg, „Kalte Dunkelflauten der zukünftigen Potentiale der Wind- und Solarenergie in Europa: Lehrstuhl für Brennstoffzellen (FZ Jülich)“, Forschungszentrum Jülich GmbH; Dissertation, RWTH Aachen University, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/805445>
- [31] S. Cerniauskas *et al.*, „Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/scientificStudyHydrogenRoadmapNRW.pdf?__blob=publicationFile. Zugriff am: 28. Mai 2021.
- [32] Hydrogen Europe, „Hydrogen Europe’s Position Paper on the Sustainable and Smart Mobility Strategy“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Europe_SSMS_Paper_final.pdf. Zugriff am: 2. März 2021.
- [33] Clean Sky 2 Joint Undertaking; Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking; McKinsey & Company, „Hydrogen-powered aviation: A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050“, Luxembourg, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20%28ID%208706035%29.pdf. Zugriff am: 9. August 2021.
- [34] Eurostat, *Fluggastverkehr nach den wichtigsten Flughäfen in den einzelnen Mitgliedsländern*. [Online]. Verfügbar unter: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=avia_paoa&lang=de (Zugriff am: 9. August 2021).
- [35] BAFA, „Amtliche Mineralöl-daten für die Bundesrepublik Deutschland“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Infothek/Infothek_Formular.html?nn=8064038&submit=Senden&resultsPerPage=100&documentType=_type_statistic&templateQueryString=Amtliche+Daten+Mineral%C3%B6l-daten&sortOrder=dateOfIssue_dt+desc. Zugriff am: 9. August 2021.
- [36] Eurostat, „GISCO Airports 2013 dataset“, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/gisco/geodata/reference-data/transport-networks>. Zugriff am: 9. August 2021.
- [37] European Commission, „Straßennetz - INSPIRE Geoportal“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://inspire-geoportal.ec.europa.eu/results.html?country=de&view=details&theme=tn>.
- [38] DB Netz AG, *Strecken und Bauwerke nach INSPIRE*. [Online]. Verfügbar unter: <https://data.deutschebahn.com/dataset/data-streckennetz.html>.
- [39] Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes, *Verkehrsnetz Bundeswasserstraßen*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/service/karten/03_VerkNet-BWaStr/VerkNet-BWaStr_node.html.
- [40] Eurostat, *Verkehrsnetze*. [Online]. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/gisco/geodata/reference-data/transport-networks>.