

Kurzzusammenfassung

Ein nachhaltiger Weg zu einem erneuerbaren Energiesystem:

Einsatz von grünem Wasserstoff und flexibler Elektrolyse – Kurzfassung

Avia Linke,
Anne Wasike-Schalling,
Philipp Diesing,
Maren Murjahn

Oktober 23

Im Auftrag von:



Einsatz von grünem Wasserstoff und flexibler Elektrolyse

Grüner Wasserstoff ist ein zentraler Baustein der Energiewende. Nur mit seiner Hilfe kann sie sektorübergreifend gelingen. Grundlage für die Wasserstoffproduktion ist der massive Ausbau von erneuerbaren Energien (EE). Doch gerade in der Transformationsphase, also auf dem Weg in ein erneuerbares Energiesystem, fehlt es noch an ausreichend installierter Leistung von EE-Anlagen und Elektrolyseuren. Die Lücke zwischen heimischer Erzeugung und Bedarfen an Wasserstoff muss durch fossilen oder den Import von grünem Wasserstoff gedeckt werden. Aus diesen Gründen beleuchtet die vorliegende Studie folgende Fragen: In welchen Mengen kann grüner Wasserstoff in Deutschland hergestellt werden? In welchen Bereichen sollte die Dekarbonisierung mit Wasserstoff erfolgen? Und welche CO₂-Emissionen und Kosten entstehen daraus? Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Transformationsphase sowie den Auswirkungen unterschiedlicher EE-Ausbaustufen.

Welche Mengen Wasserstoff können inländisch erzeugt werden?

Die Antwort auf diese Frage wird maßgeblich von drei Faktoren beeinflusst: der installierten Kapazität an Elektrolyseuren, der Verfügbarkeit von EE-Strom sowie der Auslastung der Elektrolyseure – also mit wie vielen Volllaststunden sie betrieben werden. Basierend auf EE- und Elektrolyseausbauzielen der Bundesregierung analysiert diese Studie, wie viel grüner Wasserstoff inländisch produziert werden kann.

Die Ziele der Bundesregierung für den Ausbau von EE und Elektrolyseuren sind überaus ambitioniert. Bis 2030 sollen 360 GW an EE-Leistung und 10 GW Elektrolysekapazität installiert werden. Je nach Szenario können damit im Jahr 2030 zwischen 33 (Szenario „Flexibel“) und 56 TWh (Szenario „Inflexibel“) grüner Wasserstoff inländisch bereitgestellt werden¹.

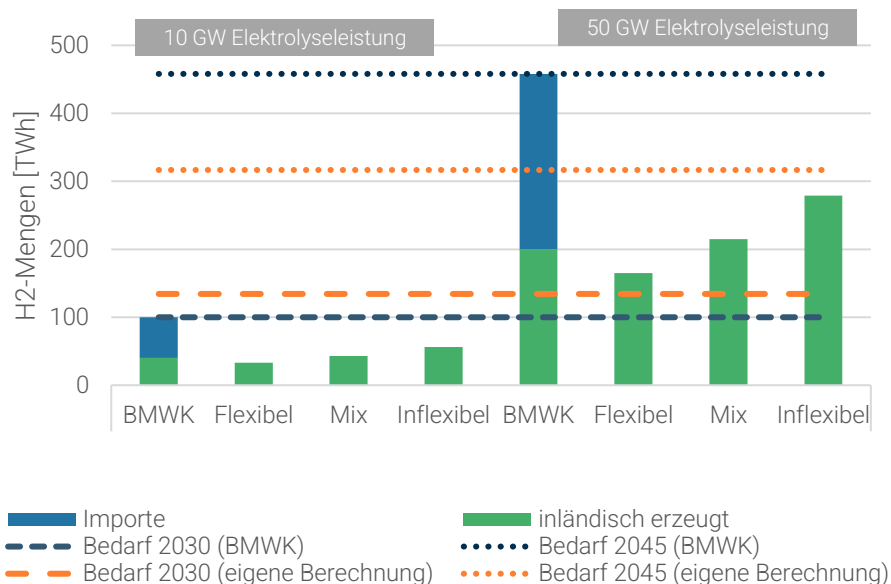


Abbildung 1: H₂-Mengen des BMWK sowie der in der Studie berechneten Szenarien für inländische Erzeugung 2030 und 2045

¹ In den Szenarien werden die Elektrolyseure überwiegend flexibel oder inflexibel betrieben. In jedem Szenario gibt es also Elektrolyseure die mit sehr hohen oder sehr niedrigen Volllaststunden betrieben werden – allerdings mit unterschiedlichen.

Wie hängen EE-Ausbau und H₂-Erzeugung zusammen und welche Auswirkungen hat der H₂-Hochlauf?

Wie stark das Stromsystem durch die H₂-Erzeugung gefordert wird, hängt maßgeblich davon ab, ob die EE-Ausbauziele erreicht werden. Deshalb wurden in der Studie zwei Fälle unterschieden: Im Fall „Zielerreichung“ der EE-Ausbauziele wird davon ausgegangen, dass bis 2030 die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau von 215 GW PV- und 145 GW Windleistung erreicht wurden. „Zielverfehlung“ beschreibt ein Szenario bei dem im Tempo der maximal historisch erreichten Ausbaurrate bis 2030 weiter zugebaut wird. Dabei werden 106 GW PV- und 144 GW Windleistung erreicht (siehe Abbildung 2).

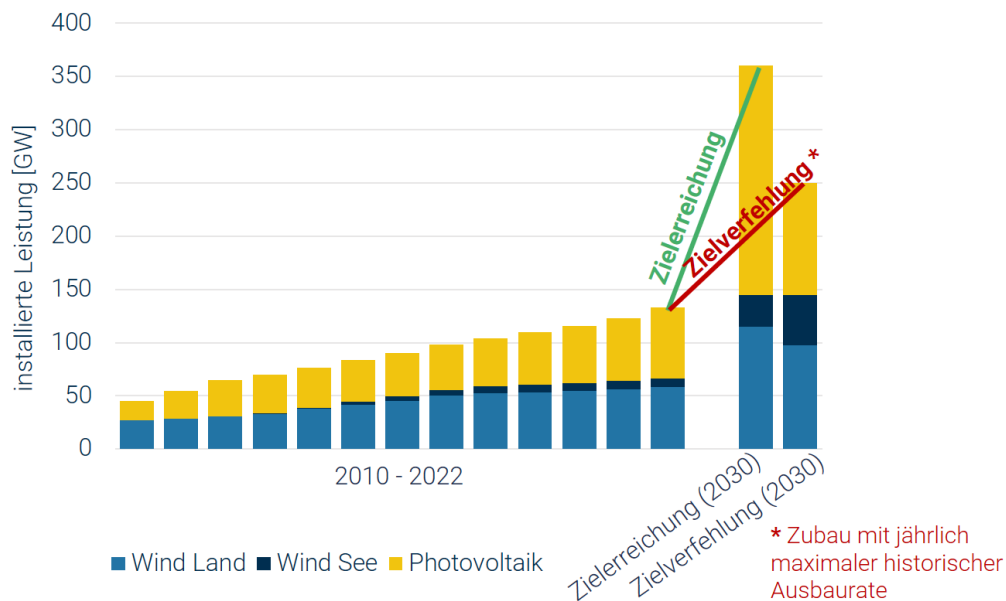


Abbildung 2: Fallunterscheidung: Zielerreichung und Zielverfehlung beim EE-Zubau

Werden die notwendigen Maßnahmen zum Hochlauf des erneuerbaren Ausbaus konsequent umgesetzt und die Ziele bis 2030 erreicht, werden zwischen neun und 15 Prozent der verfügbaren EE-Gesamtstrommenge für die H₂-Erzeugung genutzt. Werden die Ziele verfehlt, steigt der Anteil auf zehn bis 18 Prozent (siehe **Tabelle 1**). Ist der Anteil der Elektrolyse am Stromverbrauch sehr hoch, kann das dazu führen, dass die H₂-Erzeugung mit steigenden Strombedarfen in anderen Bereichen konkurriert. Ist dann bei hoher Stromnachfrage nicht ausreichend erneuerbarer Strom verfügbar, führt dies dazu, dass fossile Kraftwerke die Stromlücke füllen.

Damit wird deutlich: Das Erreichen der EE-Ausbauziele und die Auslastung der Elektrolyseure haben einen maßgeblichen Einfluss darauf, ob durch die H₂-Wirtschaft Mehrmissionen im Stromsystem zu erwarten sind.

Tabelle 1: H₂-Erzeugungsmengen und zugehöriger Strombedarf je Betriebsstunden für 2030

2030

Verfügbare EE-Strommenge gesamt		...im Fall Zielerreichung ... im Fall Zielverfehlung		559 TWh 479 TWh
10 GW Elektrolyse- leistung	Mittlere Volllast- stunden	H ₂ -Erzeugung Inland [TWh]	nötiger Strom für inländischen H ₂ ² [TWh]	Anteil am Gesamt- dargebot EE
Szenario Flexibel	3300	33	50	9-10%
Szenario Mix	4290	43	65	12-14%
Szenario Inflexibel	5575	84	84	15-18%
Ziele BMWK	4000	40-50 ³	61-76	11-14%

Wie können H₂-Bedarfe intersektoral bewertet werden?

Wasserstoff wird in mehreren Sektoren zur Dekarbonisierung benötigt. Um eine intersektorale Abwägung der H₂-Bedarfe in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Energiewirtschaft durchführen zu können, verwendet die Studie drei Kriterien. Die H₂-Bedarfe werden anhand ihrer technischen Reife, ihrem Potenzial flexibler H₂-Abnahme sowie der Möglichkeit bewertet, auf anderem Wege zu dekarbonisieren (siehe **Tabelle 2**). In der kurzen Frist bis 2030 stehen die Anwendungen im Vordergrund, die technisch weit fortgeschritten sind und eine Flexibilität in der Abnahme grünen Wasserstoffs zulassen. Langfristig, also bis 2045, sollten die Anwendungen im Vordergrund stehen, die auf anderem Wege nicht oder nur sehr schwer zu dekarbonisieren sind.

Tabelle 2: Bewertungsmatrix für sinnvolle Abnahmepfade von flexibel erzeugtem, grünem Wasserstoff

	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität	Fehlen von Alternativen (Substituierbarkeit)
Hohe Wahrscheinlichkeit der Abnahme	TRL ⁴ 7-9: verfügbar bis spätestens 2030, kann kurz- bis mittelfristig zur Transformation beitragen.	Diskontinuierliche Zufuhr/Abnahme von grünem Wasserstoff ist technisch möglich. Dazu zählt auch die Beimischung.	Es existieren keine oder kaum Alternativen zur Wasserstoffnutzung.
Mittlere Wahrscheinlichkeit der Abnahme	TRL 4-6: verfügbar bis spätestens 2040, kann mittel- bis langfristig zur Transformation beitragen.	Diskontinuierliche Zufuhr/Abnahme von grünem Wasserstoff ist technisch unter besonderen Bedingungen oder erst langfristig möglich.	Es existieren Alternativen unter bestimmten Bedingungen.
Niedrige Wahrscheinlichkeit der Abnahme	TRL < 4: Labormaßstab, Einsatz ungewiss	Diskontinuierliche Zufuhr/Abnahme von grünem Wasserstoff ist technisch kaum oder gar nicht möglich.	Es existieren technisch weit entwickelte, ökonomische Alternativen.

² Bei einem Elektrolyseurwirkungsgrad von 0,66

³ (NWS, 2023)

⁴ TRL: Technology Readiness Level

Welche H₂-Bedarfmengen ergeben sich entlang sinnvoller Einsatzpfade?

In allen Sektoren zusammen kommt es nach der Bewertung der Kriterien im Jahr 2030 zu einem Bedarf von insgesamt 134 TWh. Besonders groß sind die Bedarfe in der Grundstoffchemie (42,06 TWh), der Energiewirtschaft (45 TWh) und im Sektor Gebäude (23,8 TWh). Durch die Möglichkeit, grünen Wasserstoff flexibel in bestehende H₂- oder Erdgasleitungen beizumischen, bietet die Abnahme hier ein hohes Maß an Flexibilität. Die H₂-Bedarfe im Verkehr entstehen zum Großteil in Form von synthetischen Kraftstoffen für den Luft- und Schiffsverkehr und werden vorrangig importiert. Im Jahr 2045 ist das wichtigste Bewertungskriterium, ob die Anwendung auch anderweitig dekarbonisiert werden könnte. So wird im Sektor Gebäude kein Wasserstoffbedarf mehr angenommen, weil es langfristig effizientere Alternativen gibt. Insgesamt ergibt sich im Jahr 2045 ein Bedarf von 317 TWh über alle Sektoren. In **Tabelle 3** (angehängt) sind alle betrachteten Bedarfsmengen und deren Bewertung dargestellt.

Wie können die H₂-Bedarfe gedeckt werden?

Legt man die Ergebnisse von H₂-Erzeugungs- und -Bedarfpotenzialen nebeneinander, ergibt sich, dass Deutschland auf den Import von grünem Wasserstoff angewiesen sein wird. Dies ist sowohl bei einer überwiegend flexiblen als auch bei einer überwiegend inflexiblen Fahrweise von Elektrolyseuren der Fall. Klar ist auch, dass sowohl mit der inländischen Erzeugung von Wasserstoff als auch durch den Import kurzfristig noch Emissionen entstehen. Ziel sollte es sein, nicht nur Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, sondern auf dem Weg dahin so wenig Emissionen wie möglich zu verursachen.

Deshalb wurde im letzten Teil der Studie untersucht, wie die H₂-Nachfrage in Deutschland gedeckt werden kann und wie sich bei dieser Bedarfsdeckung CO₂-Emissionen und Kosten entwickeln. Dabei wurde für die innerdeutsche Erzeugung weiterhin berücksichtigt, dass Elektrolyseure sowohl mit hohen Volllaststunden betrieben werden können (Szenario Inflexibel) als auch mit mittleren (Szenario Mix) oder niedrigen Volllaststunden (Szenario Flexibel). Zudem wurden zwei Fälle EE-Ausbau- „Zielerreichung“ und „Zielverfehlung“ mit einbezogen.

In Abhängigkeit des Szenarios können in Deutschland zwischen 33 und 56 TWh grüner Wasserstoff erzeugt werden. Der Bedarf liegt nach der Bewertung der Absatzpfade bei 134 TWh. Es werden entsprechend 78 bis 101 TWh Wasserstoff zusätzlich zur inländischen, grünen H₂-Erzeugung benötigt. Diese können durch blauen, grauen oder importierten grünen Wasserstoff gedeckt werden. Je nachdem, welcher Wasserstoff zum Einsatz kommt, ergeben sich unterschiedliche Emissionen und Kosten.

Welche Emissionen und Kosten ergeben sich?

Ein Kernergebnis der Betrachtung: Werden die EE-Ausbauziele verfehlt, dann können durch eine inflexible Fahrweise von Elektrolyseuren deutlich mehr Emissionen entstehen als bei Elektrolyseuren mit einer flexiblen Fahrweise. Während der Unterschied der resultierenden Emissionen zwischen Zielerreichung und Zielverfehlung im Jahr 2030 im flexiblen Szenario etwa fünf Prozent beträgt, erhöht sich der Unterschied im inflexiblen Szenario auf fast neun Prozent.

Werden fossile Wasserstofferzeugungsarten zur Deckung des Gesamtbedarfs hinzugezogen, liegen die Gesamtemissionen 2030 bei knapp über 40 Millionen Tonnen CO₂ in allen Szenarien, wobei auch hier das Szenario mit hohen Auslastungen der Elektrolyseure die höchsten Emissionen mit sich bringt. Im inflexiblen Szenario entsteht ein großer Anteil der Emissionen durch die Emissionsintensität des deutschen Strommixes. Im flexiblen Szenario sind die Emissionen der inländischen Elektrolyse zwar gering, dafür steht jedoch nicht genügend erneuerbarer Wasserstoff zur Verfügung und fossiler Wasserstoff füllt die Bedarfslücke.

Zur Reduktion dieser hohen Gesamtemissionen sind deshalb zwei Hebel entscheidend: Die inländische Elektrolyse sollte möglichst flexibel gefahren werden, um die Emissionen im Stromsystem gering zu halten. Zudem ist eine Diskussion über sinnvolle Einsatzgebiete von Wasserstoff notwendig, um Emissionen durch eine zu hohe H₂-Nachfrage zu vermeiden.

Alle betrachteten Szenarien bewegen sich im Jahr 2030 in ähnlichen Kostenbereichen. Während im inflexiblen Szenario die Elektrolyseure mit hohen Auslastungen große Kostenanteile verursachen, werden im Szenario mit niedriger Auslastung hohe Kostenanteile durch die Bedarfsdeckung durch fossilen Wasserstoff ausgelöst. Die Kostenanalyse für das Jahr 2045 wird qualitativ betrachtet. Flexible Elektrolyseure profitieren von volatilen Preisen am Strommarkt. Dies ist ein wünschenswerter Effekt, denn in Stunden großer Stromnachfrage und geringer Erzeugung, gehen Kraftwerke ans Netz, die mit erneuerbaren Gasen/Kraftstoffen betrieben werden. Diese sind teuer und verlustreich in der Herstellung und sollten bei einer Rückverstromung nicht dazu dienen, wiederum einen Elektrolyseur zu betreiben. Dies bedeutet, dass bei einer hohen H₂-Bedarfsdeckung durch innerdeutsche Erzeugung – also im Fall der inflexiblen Elektrolyse – auch hohe Kosten anfallen.

Was gilt es beim kurz- und langfristigen H₂-Hochlauf zu beachten?

Insgesamt zeigt die Studie, dass der Einsatz von Wasserstoff bis 2030 dort sinnvoll ist, wo eine flexible Nutzung möglich und die Technologie bereits ausgereift ist. Langfristig sollte Wasserstoff vor allem dort zum Einsatz kommen, wo Alternativen fehlen. Durch eine flexible Erzeugung sowie einen sinn- und maßvollen Einsatz von Wasserstoff können die mit der Wasserstoffwirtschaft einhergehenden Emissionen gesenkt werden. Unabdingbar ist für die Emissionsreduktion der massive Ausbau der erneuerbaren Energien und die Verdrängung fossiler Energieträger aus allen Sektoren.

Wichtig ist, dass kurzfristige H₂-Bedarfe langfristig nicht zu Lock-In-Effekten führen. Für das Beispiel Gebäudesektor bedeutet das: Kurzfristig kann die Beimischung von grünem Wasserstoff ins Erdgasnetz dazu beitragen, Emissionen zu senken und Flexibilität auf der Abnahmeseite bereitstellen. Langfristig darf dadurch jedoch nicht der Hochlauf effizienterer und kostengünstigerer Technologien verschleppt oder verhindert werden. Hier braucht es politische Maßnahmen, um einen emissionsarmen Zielpfad einzuschlagen (siehe **Abbildung 3**).

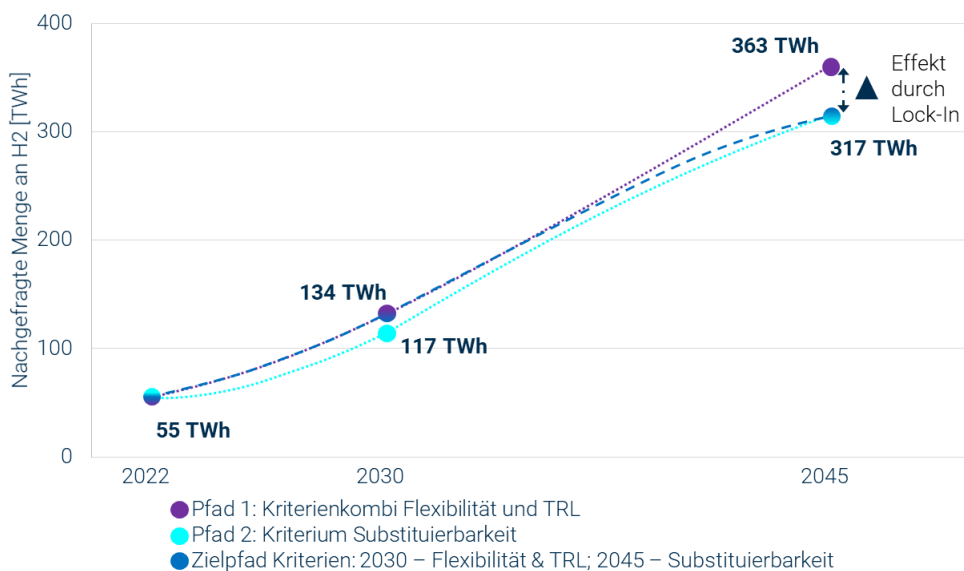


Abbildung 3: H₂-Bedarfe nach sinnvollen Verwertungspfaden

Was folgt aus der Studie?

Für den Hochlauf der Wasserstofferzeugung und -Nutzung sind inländische Erzeugungskapazitäten und damit auch der EE-Hochlauf entscheidend. Die EE-Zubauziele der Bundesregierung müssen ambitioniert und zügig umgesetzt werden.

Flexible Fahrweisen beim Betrieb von Elektrolyseuren spielen eine entscheidende Rolle, um kurzfristig Emissionen im Stromsystem zu vermeiden und langfristig Kosten zu sparen und das Energiesystem zu entlasten.

Die Ermittlung sinnvoller Abnahmepfade ist relevant, um Emissionen zu reduzieren. Kurzfristig spielen technologische Reife und Flexibilität der Abnahme eine wichtige Rolle. Langfristig sollten nur Anwendungen Wasserstoff nutzen, die nicht anders dekarbonisiert werden können. Auf dem Weg dahin müssen Lock-In-Effekte vermieden werden.

Tabelle 3: Bewertete H2-Bedarfe

Sektor	H2-Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen / Substituierbarkeit	Bedarf in TWh/a		Datenquellen
					2030	2045	
Industrie	Wasserstoffdirektreduktion	TRL 7-8, erste kommerzielle Projekte in Planung, z.B. HYBRIT, tkH2steel	Nach Umstellung auf Direktreduktionsanlagen ist Beimischung/Einsatz von grünem H2 möglich (weiterhin kontinuierlicher H2-Strom notwendig)	Direktelektrifizierung möglich, aber nicht vor 2040. Ausbau der Sekundärroute eingeschränkt möglich	6,39	26,1	Bedarfe ergeben sich aus standortspezifischen H2-Bedarfsmengen aus (Neuwirth et al., 2022), kombiniert mit Nutzungsanteilen am Gesamttechnologiemix von 12 % für 2030 und 50 % in 2045, entsprechend (Luderer et al., 2021a).
	Stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff	TRL 8-9, kann stofflich sofort eingesetzt werden	Wasserstoff wird stofflich genutzt - Beimischbarkeit von grünem H2 gegeben	kaum bis keine Substituierbarkeit der stofflichen Nutzung	42,06	103,86	Bedarfe ergeben aus standortspezifischen H2-Bedarfsmengen aus (Neuwirth et al., 2022), kombiniert mit Nutzungsanteilen am Gesamttechnologiemix von 82 % für 2030 und 100 % in 2045, entsprechend (Luderer et al., 2021a)
	Wasserstoffverbrennung zur Beheizung des Drehrohrofens und des Kalzinierers	TRL 4-5, Flamm- und Brenneigenschaften von H2 sind technisches Hemmnis	Drehrohrofen muss kontinuierlich beheizt werden. Die Beimischbarkeit von H2 wird in den betrachteten Studien nicht diskutiert	Elektrifizierung der Öfen möglich, aber wenig entwickelt, Biomasse begrenzt verfügbar	1,53	7,67	Bedarfe ergeben aus standortspezifischen H2-Bedarfsmengen aus (Neuwirth et al., 2022), kombiniert mit Nutzungsanteilen am Gesamttechnologiemix von 5 % für 2030 und 25 % in 2045, entsprechend eigener Annahmen
	Oxyhybrid-Schmelzwanne (80 % elektrisch, 20 % Wasserstoff)	TRL 4-5, Flamm- und Brenneigenschaften von H2 sind technisches Hemmnis	Bei Unterbrechungen der Produktion kommt es zu Beschädigungen an der Schmelzwanne.	Vollelektrische Schmelzwanne etwas weiter entwickelt, aber noch nicht hochskaliert	0,13	1,25	Bedarfe ergeben aus standortspezifischen H2-Bedarfsmengen aus (Neuwirth et al., 2022), kombiniert mit Nutzungsanteilen am Gesamttechnologiemix von 2 % für 2030 und 15 % in 2045, entsprechend (Guidehouse et al., 2022)

	Wasserstoff zur Dampferzeugung	TRL 8-9, Einsatz findet vereinzelt bereits statt	Flexible Fahrweise der Produktion unter bestimmten Bedingungen möglich.	Elektrifizierung, Biomassenutzung effizienter und bereits im Einsatz	2,44	7,63	Bedarfe ergeben sich aus standortspezifischen H2-Bedarfsmengen aus (Neuwirth et al., 2022), kombiniert mit Nutzungsanteilen am Gesamttechnologiemix von 8 % für 2030 und 25 % in 2045, entsprechend (Guidehouse et al., 2022)
Verkehr direkt H2	Lkw >3,5 t Gesamtgewicht (H2-Brennstoffzelle)	TRL 6-7: in Erprobungsphasen.	Tankmenge und Ort kann ggf. angepasst werden.	Oberleitung und Batterie, je größer Entfernung und Gewicht umso weniger Alternativen zu H2	4	39,05	Bedarfsmengen für Lkw basieren auf (Prognos et al., 2021) und wurden anteilig nach Bestandszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA, 2020) ermittelt
	Bus (H2 Brennstoffzelle)	TRL 7-8: aufgrund öffentlicher Förderprojekte sehr intensiv erprobt.	H2-Bedarf wird durch Zentrale Tankstelle gedeckt. Bedarf muss kontinuierlich bereitgestellt werden.	Batterie, stellt besonders im Nah- und Mittelstreckenverkehr eine effizientere und wirtschaftlichere Alternative dar	0,2	1,5	Bedarfsmengen für Busse auf (Luderer et al., 2021b) und wurden anteilig nach Bestandszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA, 2020) ermittelt
	Zug (H2 Brennstoffzelle)	TRL 8: seit 2018 fahren zugelassene Regionalzüge mit BZ	H2-Bedarf wird durch zentrale Tankstelle gedeckt und dort zwischengespeichert, muss für den Zug bei Bedarf kontinuierlich verfügbar sein.	Zum größten Teil durch Oberleitungen elektrifiziert. Batterieelektrischer Antriebe auf vielen Strecken möglich.	0,09	0,41	Bedarfe sind nur für ehemals ostdeutsche Bundesländer konkret angegeben (Ragwitz et al., 2021)
Verkehr H2-Derivate	Pkw (E-Fuels in Verbrennerrestbeständen)	TRL 5: bisher nur kleine dezentrale Produktionsanlagen (Arnold et al., 2018; Kasten, 2020)	Flexible Fahrweise der PtL-Anlagen technologisch noch nicht ausgereift und deshalb kurzfristig noch nicht umsetzbar	Lediglich kurzzeitiger Nutzen für Restbestände, perspektivisch BEV aus Effizienzgründen	1	17	Bedarfsmengen für Pkw basieren auf (Prognos et al., 2021) und wurden anteilig nach Bestandszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA, 2020) ermittelt.
	Methanol für Binnenschifffahrt	TRL 5: bisher nur kleine dezentrale Produktionsanlagen (Arnold et al., 2018)	Flexible Fahrweise der PtL-Anlagen technologisch noch nicht ausgereift und deshalb kurzfristig noch nicht umsetzbar	erste Versuche mit Elektromotoren für Kurzstreckeneinsatz (z.B. Hafen oder Fährbetrieb).	1,6	22,8	Anteilige Aufteilung des gesamtdeutschen Bedarfs nach Güterverkehrsleistung (Destatis, 2021; Prognos et al., 2021)
	Ammoniak für Binnenschifffahrt	TRL 5-7: heute noch nicht in industrieller Größenordnung Verfügbar (Arnold et al., 2018)	Flexible Fahrweise der PtL-Anlagen technologisch noch nicht ausgereift und deshalb kurzfristig noch nicht umsetzbar				

	Flugzeug (e-Kerosin)	Methanol-Synthese: 5 bisher nur kleine dezentrale Produktionsanlagen	Flexible Fahrweise der PtL-Anlagen technologisch noch nicht ausgereift und deshalb kurzfristig noch nicht umsetzbar	Erste Versuche mit Elektromotoren bei kleinen Motoren für Kurzstreckenflüge	13,88	103,88	Anteilige Bedarfsaufteilung nach Verkehrsleistung der dt. Hauptflughäfen (Destatis, 2022; Fehrenbach et al., 2021)
Gebäude (Raumwärme)	Beimischung ins Erdgasnetz	Gasleitungen bereits für H2-Beimischung geeignet	Einspeisung ins Erdgasnetz ist flexibel, solange Gasdurchfluss hoch genug	Wärmepumpen deutlich effizienter, bereits kommerziell	23,8	0	basierend auf Durchschnittswerten (Prognos et al., 2021; Luderer et al., 2021a; Stolten, 2022). Annahme: Bedarfe für 2030 entstehen durch H2-Beimischung ins Erd-gasnetz, für 2045 durch H2-Heizkessel
	H2-Heizkessel	TRL 5 -7: Untersuchung in Hinblick auf Praxistauglichkeit findet statt	nur, wenn Gasheizkessel „H2-ready“ sind. Bei konventioneller Gasheizung nicht gegeben	Wärmepumpen deutlich effizienter, bereits kommerziell	0	0	basierend auf Durchschnittswerten (Prognos et al., 2021; Luderer et al., 2021a; Stolten, 2022). Annahme: Bedarfe für 2030 entstehen durch H2-Beimischung ins Erd-gasnetz, für 2045 durch H2-Heizkessel und werden zu 0 TWh gesetzt, da durch Wärmepumpen substituierbar (Meyer et al., 2021 & Luderer et al., 2021a)
Energiewirtschaft	Wasserstoffgasturbinen	unter 100 MW bereits erhältlich (TRL 9), ab 2030 tendenziell alle Turbinengrößen (TRL 7-8)	10 % Beimischung schon jetzt möglich, mit zukünftigen H2-ready Kraftwerken bis zu 100 %.	Es existieren viele direktelektrische Alternativen, die jedoch durch H2-Turbinen ergänzt werden müssen.	45	60	Bedarfsmengen nach Durchschnitt aus den Langfristszenarien T45 (Sensfuß, 2022)
	Wasserstoff als Brennstoff in BHKWs	TRL 9: bereits kommerziell, teilweise im Einsatz	Nur bei kontinuierlichem Betrieb wirtschaftlich	Großwärmepumpen in Kombination mit Industrieabwärme als effizientere Alternative	5	46	Bedarfsmengen nach Durchschnitt aus den Langfristszenarien T45 (Sensfuß, 2022)
	Hydrotreating: Wasserstoff zur Entschwefelung von Rohölprodukten	TRL 9 - bereits heute kommerziell	Kontinuierlicher Prozess, aber keine technischen Limitierungen bekannt.	Keine Substituierbarkeit bekannt	8	22	Bedarfsangaben aus (J. Burchardt et al., 2021)
	Nebenprodukte aus Koppelproduktion: Bitumen, Petrolkoks, Naphtha	TRL 9 - bereits heute kommerziell	Aufgrund existierender H2-Infrastruktur mit grauem H2, ist Beimischung hier problemlos möglich.	bis auf Bitumen, alles auch biogen / grün herstellbar			