

Ein nachhaltiger Weg zu einem
erneuerbaren Energiesystem:

Einsatz von grünem Wasserstoff und flexibler Elektrolyse

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

Im Auftrag von



Oktober 2023

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	11
2.	Welche Mengen Wasserstoff können erzeugt werden?.....	12
2.1	Grüner Wasserstoff in Deutschland	12
2.2	Alternative Wasserstoff-Bezugsmöglichkeiten	17
3.	In welchen Bereichen wird Wasserstoff benötigt?.....	19
3.1	Energieintensive Grundstoffindustrie	22
3.1.1	Stoffliche Nutzung.....	22
3.1.2	Energetische Nutzung	25
3.1.3	Zwischenfazit Wasserstoffnutzung in der Industrie	29
3.2	Verkehr	29
3.2.1	Direkte Wasserstoffnutzung.....	31
3.2.2	Nutzung von Wasserstoffderivaten	35
3.2.3	Zwischenfazit Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor	38
3.3	Gebäude.....	38
3.4	Energiewirtschaft	41
3.4.1	Strom	41
3.4.2	Fernwärme.....	43
3.4.3	Raffinerien	44
3.5	Aggregierter Bedarf an Wasserstoff in Deutschland.....	45
4.	Wie passen Bedarfe und Erzeugung zusammen?.....	49
4.1	Annahmen	51
4.2	Szenarien und Berechnung	54
4.3	Kosten und Emissionen in verschiedenen Szenarien.....	56
4.3.1	Kurzfristig: 2030.....	56
4.3.2	Langfristig: 2045	62
4.4	Wasserstoff – Bedarf und Erzeugung.....	66
5.	Fazit und Zusammenfassung	66
6.	Quellen.....	71
7.	Anhang.....	82

Zusammenfassung

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. Die Lücke zwischen heimischer Erzeugung und Bedarfen 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.

In welchen Mengen kann grüner Wasserstoff in Deutschland hergestellt werden?

Die Antwort dieser 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 die Studie, wie viel grüner Wasserstoff inländisch produziert werden kann. Außerdem erläutert sie alternative Möglichkeiten, um Wasserstoff zu beziehen und untersucht Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und Kosten durch inländisch erzeugten, importierten oder fossilen Wasserstoff.

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. Werden diese Elektrolyseure überwiegend flexibel und mit niedrigen Volllaststunden betrieben, könnten damit 35 TWh grüner Wasserstoff in Deutschland erzeugt werden. Bei einer inflexiblen Fahrweise und damit hohen Volllaststunden sind es bis zu 80 TWh. Im Jahr 2045 liegen die Produktionsmengen bei 50 GW installierter Elektrolyseleistung zwischen 175 TWh bis 400 TWh. Wie stark dadurch das Stromsystem gefordert wird, hängt davon ab, ob die EE-Ausbauziele erreicht werden. Werden die notwendigen Maßnahmen zum Hochlauf des erneuerbaren Ausbaus konsequent umgesetzt und die Ziele bis 2030 erreicht, werden – je nach Flexibilität der Elektrolyseure – zwischen vier und 21 Prozent der verfügbaren EE-Gesamtstrommenge für die H₂-Erzeugung genutzt. Werden die Ziele verfehlt, steigt der Anteil weiter auf bis zu 25 Prozent. 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.

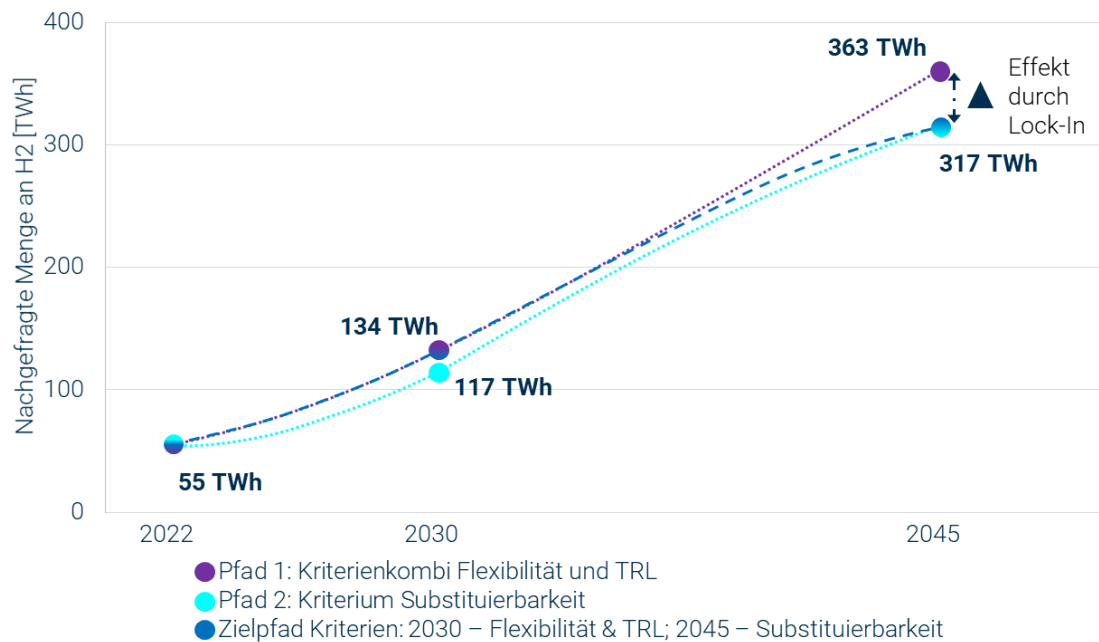
Damit wird deutlich: Das Erreichen der EE-Ausbauziele und die Auslastung der Elektrolyseure haben einen maßgeblichen Einfluss darauf, ob durch die H₂-Wirtschaft Mehremissionen im Stromsystem zu erwarten sind.

In welchen Bereichen sollte die Dekarbonisierung mit Wasserstoff erfolgen?

Wasserstoff wird in zahlreichen 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. In der kurzen Frist bis 2030 stehen die Anwendungen im Vordergrund, die technisch weit fortgeschritten sind und/oder 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.

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.

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.

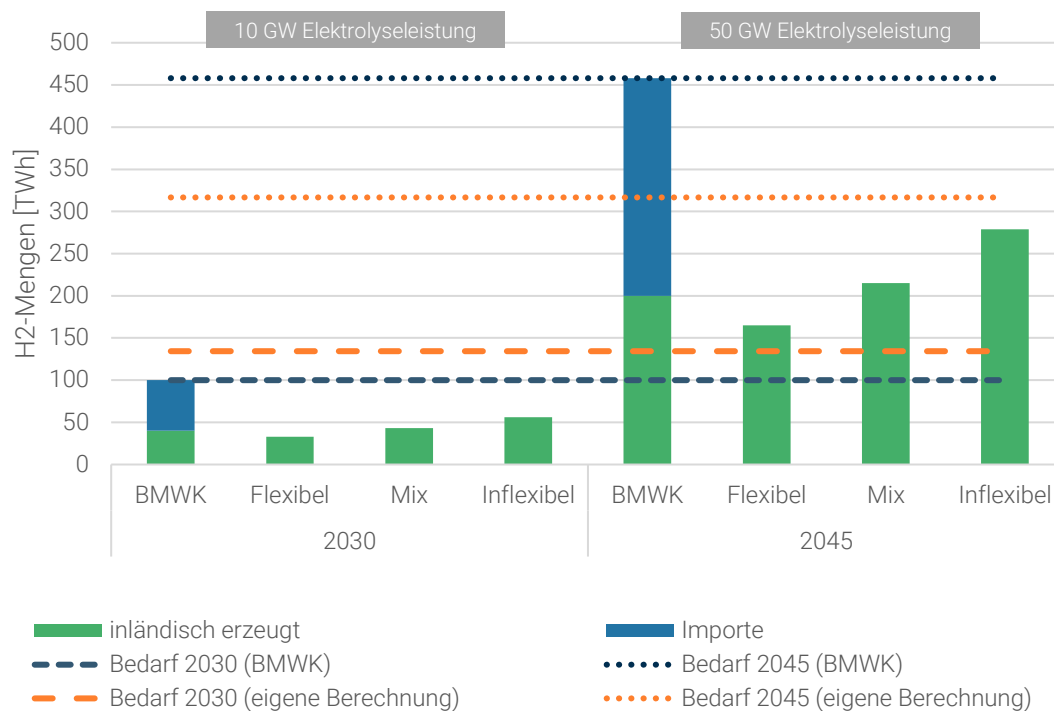


H2-Bedarfe nach sinnvollen Verwertungspfaden (eigene Einschätzung)

Wie passen Erzeugung und Bedarfe zusammen? Und welche Emissionen und Kosten ergeben sich daraus?

Legt man die Ergebnisse von H₂-Erzeugungs- und -Bedarfspotenzialen nebeneinander, wird schnell klar, 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 Emissionen entstehen. Ziel sollte es sein, nicht nur Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, sondern auf dem Weg dahin so wenig wie möglich Emissionen zu verursachen.

Deshalb wurde im letzten Teil der Studie in drei Szenarien untersucht, wie die H₂-Nachfrage in Deutschland gedeckt werden kann und wie sich bei dieser Bedarfsdeckung THG-Emissionen und Kosten entwickeln. Dabei wurde für die innerdeutsche Erzeugung berücksichtigt, dass Elektrolyseure sowohl mit hohen (Szenario Inflexibel), mittleren (Szenario Mix) oder niedrigen (Szenario Flexibel) Volllaststunden betrieben werden können. Zudem wurden zwei Fälle unterschieden. Im Fall 1 wurde angenommen, dass die EE-Ausbauziele der Bundesregierung erreicht wurden. Im Fall 2 wurden zwar hohe Ausbauraten erreicht, die Ziele jedoch trotzdem verfehlt.



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

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, steigen diese im inflexiblen Szenario um 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 in ähnlichen Kostenbereichen im Jahr 2030. 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.

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.

Abkürzungsverzeichnis

BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BZ	Brennstoffzelle
EE	Erneuerbare Energien
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
PHEV	Plug-in-Hybrid-Fahrzeug
TRL	Technology Readiness Level
PtL	Power to Liquid
VLh	Volllaststunden

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Historische und geplante EE-Kapazitäten.....	14
Abbildung 2: Erwarteter H ₂ -Bedarf für die Primärstahlproduktion in 2030 (links) und 2045 (rechts). Eigene Darstellung nach (Neuwirth et al., 2022).	23
Abbildung 3: Erwarteter H ₂ -Bedarf für die Grundstoffchemie in 2030 (links) und 2045 (rechts).	25
Abbildung 4: Erwarteter H ₂ -Bedarf für die Zement- und Kalkindustrie in 2030 (links) und 2045 (rechts). Eigene Darstellung nach (Neuwirth et al., 2022).	26
Abbildung 5: Erwarteter H ₂ -Bedarf für die Glas- und Keramikindustrie in 2030 (links) und 2045 (rechts). Eigene Darstellung nach (Neuwirth et al., 2022).	27
Abbildung 6: Erwarteter H ₂ -Bedarf für die Papierindustrie 2030 (links) und 2045 (rechts).	28
Abbildung 7: Energetischer Gesamtwirkungsgrad (h) verschiedener Antriebsoptionen (SRU, 2017)	31
Abbildung 8: H ₂ -Bedarf im Straßenverkehr in 2030 (li) und 2045 (re)	32
Abbildung 9: H ₂ -Bedarf der Schifffahrt für 2030 (li) und 2045 (re).....	36
Abbildung 10: H ₂ -Bedarf des Flugverkehrs für 2030 (li) und 2045 (re)	37
Abbildung 11: H ₂ -Bedarfe im Gebäudesektor nach verschiedenen Studien	39
Abbildung 12: Studienvergleich H ₂ -Bedarf in der Energiewirtschaft	41
Abbildung 13: Gesamt H ₂ -Bedarf nach eigener Bewertungsmatrix	46
Abbildung 14: H ₂ -Bedarfe nach sinnvollen Verwertungspfaden (eigene Einschätzung)	48
Abbildung 15: H ₂ -Mengen des BMWK sowie der in der Studie berechneten Szenarien für inländische Erzeugung 2030 und 2045	49
Abbildung 16: CO ₂ -Emissionen in Abhängigkeit von Elektrolyseur-Volllaststunden und EE-Ausbau. Eigene Darstellung auf Basis von (Agora Energiewende, 2022)	54
Abbildung 17: Szenarienkombination für Kosten- und Emissionsberechnung. Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil an der zu erwartenden Gesamtmenge	55
Abbildung 18: Kosten der inländischen, grünen Wasserstoffherzeugung 2030	58
Abbildung 19: Kosten zur Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs 2030	58
Abbildung 20: CO ₂ -Emissionen der inländischen grünen Wasserstoffherzeugung 2030 bei a) Zielerreichung der EE-Ausbauziele des BMWK	59
Abbildung 21: Emissionen zur Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs 2030 bei a) Zielerreichung der EE-Ausbauziele des BMWK	61
Abbildung 22: CO ₂ -Emissionen der inländischen grünen Wasserstoffherzeugung 2045.....	64
Abbildung 23: Emissionen zur Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs 2045	64
Abbildung 24: Wasserstoffgestehungskosten für verschiedene Produktionsarten (Bukold, 2020) ...	83

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: H ₂ -Erzeugungsmengen und zugehöriger Strombedarf je Betriebsstunden für 2030 (oben) und 2045 (unten)	13
Tabelle 2: Jährliche Betriebsstunden von EE-Erzeugungsarten (BMW, 2022b).....	15
Tabelle 3: Bewertungsmatrix für Abnahmepfade von flexibel erzeugtem, grünem Wasserstoff	21
Tabelle 4: Wasserstoff für die Primärstahlproduktion.....	23
Tabelle 5: Wasserstoff für die Herstellung von Grundstoffchemikalien	24
Tabelle 6: Energetische Wasserstoffnutzung für die Zementproduktion	26
Tabelle 7: Energetische Wasserstoffnutzung für die Glasproduktion	27
Tabelle 8: Energetische Wasserstoffnutzung für die Papierproduktion.....	28
Tabelle 9: Direkte Wasserstoffnutzung im Straßenverkehr	32
Tabelle 10: Direkte Wasserstoffnutzung im Schienenverkehr	34
Tabelle 11: Nutzung von Wasserstoffderivaten im Straßenverkehr	35
Tabelle 12: Nutzung von Wasserstoffderivaten im Schiffsverkehr.....	36
Tabelle 13: Nutzung von Wasserstoffderivaten im Flugverkehr.....	37
Tabelle 14: Möglichkeiten zur Wasserstoffverwertung im Gebäudesektor.....	40
Tabelle 15: H ₂ -Verwertung für Rückverstromung.....	43
Tabelle 16: H ₂ -Verwertung für Fernwärmeerzeugung	44
Tabelle 17: H ₂ -Verwertung in Raffinerien	45
Tabelle 18: Annahmen zur Fahrweise von Elektrolyseuren	51
Tabelle 19: Ermittelte Werte für Wasserstoffangebot und Nachfrage 2030.....	57
Tabelle 20: Ermittelte Werte für Wasserstoffangebot und Nachfrage 2045.....	62
Tabelle 21: H ₂ -Bedarfe nach eigener Bewertungsmatrix (Flexibilität und TRL bzw. Substituierbarkeit)	82
Tabelle 22: H ₂ -Erzeugungsmengen und Strombedarf in den Szenarien	83
Tabelle 23: Annahmen für Wasserstoffkosten- und Emissionen	84
Tabelle 24: Emissionen der H ₂ -Erzeugung auf Basis der Strommixemissionen	85

1. Einleitung

Das Ziel ist klar – Deutschland will bis 2045 klimaneutral in allen Sektoren sein, so steht es im Klimaschutzgesetz der Bundesregierung. Die Wege dorthin sind weniger klar. Zur Dekarbonisierung stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung, die sich zum Teil ergänzen, zum Teil aber miteinander konkurrieren. Je nachdem, auf welche Technologie man setzt, entstehen Pfadabhängigkeiten, die später den Spielraum für Entscheidungen engen. Außerdem ist es wichtig, bereits jetzt die Emissionen so weit wie möglich zu reduzieren, um die Folgen des Klimawandels noch eindämmen zu können (IPCC, 2023). Bei der Diskussion um die Nutzung und den Einsatz von (grünem) Wasserstoff werden die unterschiedlichen Wege zur Klimaneutralität besonders deutlich.

Wasserstoff gilt als Multitalent der Energiewende. Heute wird er nahezu ausschließlich aus fossilem Erdgas gewonnen (IRENA 2022). Etwa 55 TWh werden aktuell deutschlandweit bereits genutzt – vorwiegend in der Chemieindustrie (z.B. zur Herstellung von Ammoniak) und in Raffinerien. Zukünftig soll Wasserstoff mittels Elektrolyse und erneuerbaren Energien aus Wasser gewonnen werden. So entsteht sogenannter grüner Wasserstoff, der klimaneutral ist. Dieser kann in den bereits existierenden Anwendungen zur Dekarbonisierung beitragen. Darüber hinaus kann er in den Sektoren Industrie, Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude einen Beitrag zur Reduktion der Emissionen leisten und helfen, die Sektoren miteinander zu koppeln. Eine Herausforderung ist, dass bei der Herstellung, Umwandlung und Nutzung des grünen Wasserstoffs ein zusätzlicher Strombedarf entsteht (im Vergleich zu direktelektrischer Nutzung) und außerdem Energieverluste auftreten. Zudem sind aufwändige Maßnahmen zum Auf- und Umbau von Infrastruktur nötig, um Wasserstoff in verschiedenen Sektoren nutzen zu können.

Um die Rolle von Wasserstoff beim Klimaschutz näher zu beschreiben, werden in dieser Studie folgende Fragen beantwortet:

- Welche Mengen Wasserstoff können mit den erneuerbaren Kapazitäten wann erzeugt werden?
- Welche Wasserstoffbedarfe entstehen in Deutschland und wie können diese je nach Sektor bewertet werden?
- Welche Emissionen und Kosten verursacht die inländische Elektrolyse und welche Rolle spielt die Fahrweise der Elektrolyseure?
- Welche Unterschiede und Schnittmengen gibt es zwischen kurz- und langfristigem Wasserstoffbedarf?

Voraussetzung für die inländische Produktion von grünem Wasserstoff ist Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom). Kapitel 2 befasst sich deshalb mit den möglichen innerdeutschen Erzeugungsmengen in Abhängigkeit vom jeweiligen EE-Ausbau. Auch alternative Bezugsmöglichkeiten werden analysiert. In Kapitel 3 liegt der Fokus auf der Nachfrageseite: Mögliche Einsatzgebiete für Wasserstoff in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Energie werden anhand von Kriterien miteinander verglichen sowie qualitativ und quantitativ bewertet. Je mehr Nachfrage nach Wasserstoff entsteht, desto mehr muss auf der Erzeugungsseite bereitgestellt werden. Deshalb verknüpft Kapitel 4 die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff in drei Szenarien mit unterschiedlichem Flexibilitätsverhalten der Elektrolyseure. Es wird ermittelt, wie die H₂-Nachfrage gedeckt werden kann, welche Pfadabhängigkeiten entstehen und was das für die Emissionen und Kosten entlang der Pfade bedeutet. Die Ergebnisse der Szenarien werden in Kapitel 5 diskutiert und zusammengefasst. Betrachtet wird dabei die kurze Frist mit Blick auf das Jahr 2030 und die lange Frist mit Blick auf das Jahr 2045.

Die Studie liefert neue Daten für die Diskussion zu den komplexen Fragestellungen der H₂-Erzeugung und -Nutzung und soll Akteure in diesem Bereich dabei unterstützen, einen möglichst zügigen und emissionsarmen Weg hin zur Klimaneutralität einzuschlagen.

2. Welche Mengen Wasserstoff können erzeugt werden?

Derzeit werden in Deutschland circa 55 bis 60 TWh Wasserstoff produziert und verbraucht, wobei es sich überwiegend um grauen Wasserstoff aus Erdgas handelt. Nur circa 5 Prozent sind grüner Wasserstoff (Merten et al., 2021). Die Menge an grünem Wasserstoff, die produziert werden kann, hängt von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energie und den Wasserelektrolyse-Kapazitäten ab. Die deutsche Bundesregierung arbeitet mit Ländern in Süd- und Westafrika, sowie Chile, Kanada und Australien zusammen, um Importstrukturen für grünen Wasserstoff aufzubauen (BMBF, 2022). Im Folgenden werden die beiden Pfade – einheimische Erzeugung und Import H₂ genauer untersucht.

2.1 Grüner Wasserstoff in Deutschland

Die Bundesregierung plant, bis 2030 zehn GW an Elektrolysekapazität installiert zu haben (NWS, 2023) und diese bis 2045 auf mindestens 50 GW zu erweitern (NEP Strom 2037/2045, 2023; Prognos et al., 2021). Damit lassen sich je nach Fahrweise verschiedene Mengen grünen Wasserstoffs erzeugen (s. Tabelle 1). Derzeit sind in Deutschland etwa 132 GW an erneuerbaren Erzeugungsanlagen installiert. Diese reichen für die großskalige Produktion von grünem Wasserstoff nicht aus.

Tabelle 1: H2-Erzeugungsmengen und zugehöriger Strombedarf je Betriebsstunden für 2030 (oben) und 2045 (unten)

mit 10 GW installierten Elektrolyseuren	H2-Erzeugung Inland [TWh]	nötiger Strom für inländischen H2¹ [TWh]
1500 VLh	15	23
3500 VLh	35	53
8000 VLh	80	121
Ziele BMWK (unter Annahme 4000 VLh)	40-50 ²	61-76
Gesamtstrombedarf Dtl. 2030 ³		624
mit 50 GW installierten Elektrolyseuren	H2-Erzeugung Inland [TWh]	nötiger Strom für inländischen H2⁴ [TWh]
1500 VLh	75	107
3500 VLh	175	250
8000 VLh	400	571
Geplant lt. NEP2045	160	229
Gesamtstrombedarf Dtl. 2045 ³		1191

Die Bundesregierung hat im sogenannten Osterpaket Ausbauziele für erneuerbare Energieanlagen festgesetzt: Bis zum Jahr 2030 sollen mindestens 30 GW Offshore-Windkraftanlagen, 115 GW Onshore-Windkraftanlagen und 215 GW Photovoltaikanlagen installiert sein. Vergleicht man diese hohen Ziele mit den bisher erreichten Ausbaupazitäten der vergangenen zehn Jahre (s. Abbildung 1) und der bisher installierten Leistung von 132 GW, sind diese Ausbauziele als sehr ambitioniert zu bewerten. Die Ziele der Bundesregierung setzen für 2030 mit insgesamt 360 GW Wind- und PV-Anlagen und zehn GW Elektrolyseuren ein klares Signal der Energiesystemwende. Diese Ziele werden erweitert durch die neue Version des Netzentwicklungsplans (NEP) 2045 der Übertragungsnetzbetreiber, der knapp 560 GW Wind und PV und bis zu 40 GW Elektrolyseleistung bis 2045 vorsieht (BMWK, 2023a; NEP Strom 2037/2045, 2023).

Um die Ausbauziele der Bundesregierung bis 2030 zu erreichen, sind ab jetzt jährliche Zubauraten von mindestens 14 GW bei Onshore-Windkraftanlagen und sogar 26 GW bei PV-Anlagen notwendig. Dieser Pfad wird in Abbildung 1 als „2030 Zielerreichung“ dargestellt. Da seit 2010 jedoch maximal ein jährlicher Ausbau von 5 GW für Onshore-Anlagen und 8 GW bei PV-Anlagen erreicht wurde, ist das Szenario „2030 Zielverfehlung“ entwickelt worden. In diesem wird die jeweils höchste jährliche Ausbaurrate seit 2010 als stetige jährliche

¹ Bei einem Elektrolyseurwirkungsgrad von 0,66

² (NWS, 2023)

³ Prognostizierter Gesamt-Bruttostromverbrauch für Deutschland im Jahr 2030 bzw. 2045 (Prognos et al., 2021)

⁴ Bei einem verbesserten Elektrolyseurwirkungsgrad von 0,7

Ausbaurate bis 2030 gewählt. Dies ermöglicht eine alternative Betrachtung für den Fall, dass die Bundesregierung ihre Ausbauziele nicht erreicht. Die jeweils erreichten Kapazitäten an erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterscheiden sich in den beiden Varianten um 110 GW (siehe Abbildung 1). Das stellt eine deutliche Abweichung dar. Die Differenz entspricht in etwa der bis zum Jahr 2022 insgesamt in Deutschland installierten EE-Anlagen (123 GW). Es wird deutlich, dass ohne drastische politische und volkswirtschaftliche Lenkungsmaßnahmen diese Ziele nicht erreicht werden.

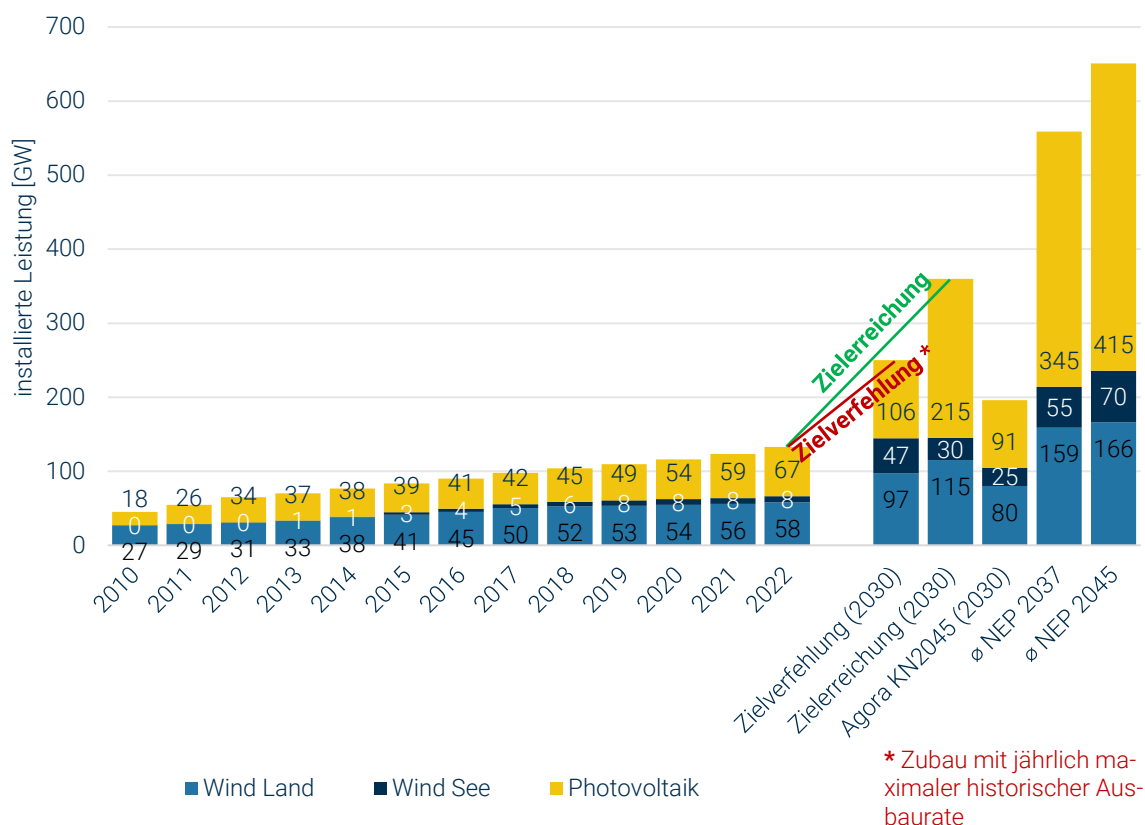


Abbildung 1: Historische und geplante EE-Kapazitäten

Dies hätte weitreichende Folgen für die inländische Stromerzeugung und Wasserstoffherzeugung. Mit den installierten EE-Kapazitäten von 250 beziehungsweise 360 GW im Jahr 2030 können mit den Volllaststunden aus Tabelle 2 etwa 480 beziehungsweise 560 TWh Strom aus Wind und Sonne erzeugt werden. Im Jahr 2030 sollte dies laut Regierungsvorhaben 80 Prozent des Gesamtstrombedarfs entsprechen (BMWK, 2022a).

Tabelle 2: Jährliche Betriebsstunden von EE-Erzeugungsarten (BMWK, 2022b)

Erzeugungsart	Volllaststunden
PV	1000
Wind Land	2000
Wind See	3800

Wie in Tabelle 1 oben dargestellt, werden im Jahr 2030 für die H₂-Herstellung je nach Betriebsstunden 23 bis 121 TWh EE-Strom benötigt. Das entspricht 4 bis 21 Prozent der verfügbaren EE-Gesamtstrommenge bei Erreichung der Ausbauziele für 2030 und 5 bis 25 Prozent bei Zielverfehlung der Ausbauziele. Es wird deutlich, dass besonders inflexibel gefahrene Elektrolyse eine signifikante Menge des knappen EE-Stroms beansprucht und so mit den effizienteren, direktelektrischen Alternativen in der Endanwendung um den vorhandenen Strom konkurriert. Eine knappe Bereitstellung von EE-Strom birgt die Gefahr, dass fossile Kraftwerke betrieben werden müssen, um Strombedarfe zu decken. Eine flexible Fahrweise der Elektrolyseure ermöglicht es, nur dann Wasserstoff herzustellen, wenn genügend EE-Strom im Netz vorhanden ist. Das kann Abregelungen von EE-Anlagen im günstigsten Fall vermeiden. Ein kontinuierlicher Elektrolyseurbetrieb hingegen kann im ungünstigen Fall dazu beitragen, die Emissionen des Strommixes zu erhöhen.

Trotz eines voraussichtlich knappen Stromangebots im Jahr 2030 bringt die inländische Wasserstoffproduktion aus Elektrolyseuren eine Vielzahl von Vorteilen mit sich:

Resilienz: Eine inländische Produktion von grünem Wasserstoff kann die Abhängigkeit von Importen reduzieren und somit die Versorgungssicherheit erhöhen (Schalling et al., 2022). Dies hat insbesondere nach Beginn des Angriffs Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 zusätzlich an Bedeutung gewonnen.

Kurzfristige Infrastruktur: Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland würde kurzfristig eine Infrastruktur geschaffen, die für den Transport und die Speicherung von erneuerbarem Strom genutzt werden kann (BMWK, 2023b). Außerdem ist grüner Wasserstoff dadurch kurzfristiger verfügbar, im Vergleich zu Importen über internationale Transportwege.

Stromspeicher/Systemverbesserung: Grüner Wasserstoff kann als Stromspeicher dienen und dazu beitragen, die Schwankungen in der Stromversorgung auszugleichen. Zudem kann er lokal als Brennstoff in der Industrie und im Verkehr eingesetzt werden, um CO₂-Emissionen zu reduzieren (Prognos et al., 2021).

Innovationsstandort/technologische Entwicklung: Eine inländische Produktion von grünem Wasserstoff würde Deutschland als Innovationsstandort stärken und die Weiterentwicklung von Technologien ermöglichen (Fell, 2021). Das Energie-Gesamtsystem würde, flexible Fahrweise von Elektrolyseuren vorausgesetzt, aus volkswirtschaftlicher

Sicht kostengünstiger, weil die Stromnachfrage der Elektrolyseure in lastschwachen Stunden die Strompreise anhebt und damit den Förderbedarf für Wind- und Solaranlagen verringert (Claußner et al., 2022).

Neben den Vorteilen gibt es auch Herausforderungen für die inländische H₂-Erzeugung. So könnten knappe EE-Kapazitäten dazu führen, dass im Stromsystem mehr Emissionen entstehen. Diesem Aspekt widmet sich Kapitel 4 ausführlicher. Soll der Wasserstoff zu sogenannten E-Fuels weiterverarbeitet werden, ist neben dem erneuerbaren Wasserstoff auch erneuerbarer Kohlenstoff notwendig. Dieser kann aus Biomasse gewonnen oder über Direct Air Capture der Luft entzogen werden. Letzteres Verfahren ist wiederum sehr energieintensiv. Darüber hinaus fehlt es an Produktionskapazitäten für Elektrolyseure, was eine enorme Herausforderung für die gesamte Europäische Union und ihre Wasserstoffwirtschaft darstellt (Ansari et al., 2022).

Exkurs: Standortfaktoren für H₂-Erzeugungsanlagen

Inländisch erzeugter Wasserstoff – aber wo? Neben der Fahrweise von Elektrolyseuren kann auch die Standortwahl dazu beitragen, das Stromnetz zu be- oder auch entlasten. No-regret-Standorte für dezentrale Elektrolyseure sind unter anderem in der Nähe von Kavernenspeichern, von (Groß-)Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien, von Nachfragezentren wie großen Industriestandorten (s. Kapitel 3.1) und in der Nähe zukünftiger Transportinfrastrukturen für Wasserstoff wie dem EU H₂-Backbone (Schalling et al., 2022). Anlagen für netzdienliche Elektrolyseure, die aktuell in Planung beziehungsweise im Aufbau sind, finden sich im ländlichen Norddeutschland (Jonathan Spencer Jones 2022) und auch an Forschungsstandorten in Baden-Württemberg (Petra Nikolić 2022). Zu netzdienlichen Standorten gehören solche mit einem hohen Überschuss an erneuerbarer Energie, die sich für Elektrolyseure eignen könnten (Robinius u. a. 2014). Damit können die Energieausbeute von Wind- und Solaranlagen verbessert, das Energiesystem widerstandsfähiger gemacht und Netzausbaukosten vermieden werden.

Insgesamt sprechen viele Gründe dafür, möglichst große Mengen grünen Wasserstoff in Deutschland erzeugen zu lassen, statt den gesamten Bedarf durch Importe zu decken. Eine Kombination aus inländisch erzeugtem Wasserstoff und zusätzlichen Importen aufzubauen, ist aus Aspekten der Versorgungssicherheit sinnvoll, um den gesamten Wasserstoffbedarf Deutschlands zu decken.

2.2 Alternative Wasserstoff-Bezugsmöglichkeiten

Import von grünem Wasserstoff

Grüner Wasserstoff kann zukünftig wie andere Energieträger global gehandelt und transportiert werden. Importe nach Deutschland sind am wahrscheinlichsten aus dem europäischen Ausland und aus an die EU angrenzenden Gebieten wie Nordafrika oder Westasien zu erwarten. Aktuell ist offen, welche der derzeit geplanten H₂-Importprojekte in Chile, Kasachstan, Saudi-Arabien, Australien und Nord- und Westafrika realisiert werden (Wietschel, Eckstein, et al., 2021). Wasserstoffimporte aus Ländern mit schlechter Energieinfrastruktur, einem hohen Anteil an fossilen Brennstoffen und sozialen Problemen können verschiedene Herausforderungen mit sich bringen, wie zum Beispiel:

Transport: Der Transport von Wasserstoff aus diesen Ländern in andere Teile der Welt kann aufgrund fehlender Infrastruktur und logistischer Herausforderungen technisch umständlich und teuer sein. Außerdem können beim Transport auftretende Leckagen von Wasserstoff wiederum zu verstärkter Erderwärmung führen⁵.

Energiemix: Viele Länder mit hohen EE-Potenzialen sind bei der Energieerzeugung heute noch stark von fossilen Brennstoffen abhängig. Die Nutzung von EE-Strom zur Herstellung von grünem Exportwasserstoff kann dazu führen, dass die Dekarbonisierung des Stromsystems in diesen Ländern verlangsamt wird.

Soziale Probleme: In einigen dieser Länder können sich soziale Unruhen oder politische Instabilität auf die Produktion und den Export von Wasserstoff auswirken. Außerdem muss bei einem signifikanten Export von Energieressourcen in Form von grünem Wasserstoff darauf geachtet werden, dass nicht ähnliche Ungleichheiten (lokal und international) entstehen wie beim Export von Öl und Gas.

Zugang zu Energie: Einige dieser Länder haben selbst nur begrenzten Zugang zu Energie. Das erschwert eine Priorisierung der Wasserstoffproduktion für den Export.

Landnutzung: Zur Deckung der internationalen H₂-Bedarfe braucht es enorme EE-Kapazitäten. Soll der Wasserstoff zu E-Fuels weiterverarbeitet werden, erhöht sich der Energie- und Flächenbedarf weiter⁶. Es muss sichergestellt werden, dass bei der Herstellung erneuerbarer Produkte Konflikte mit Biodiversitätskriterien vermieden und soziale Standards eingehalten werden (LBST & ifeu, 2022; Öko-Institut, 2019).

Insgesamt können Wasserstoffimporte aus vielen Ländern eine Quelle für saubere Energie darstellen. Es gibt aber mehrere Herausforderungen, um sicherzustellen, dass die Produktion und der Transport von Wasserstoff nachhaltig und sozialverträglich sind. (Bukowski, 2022). Die Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff werden hauptsächlich durch die

⁵ Wasserstoff selbst hat ein Global Warming Potential (GWP100) von etwa 12. Gelangt er in die Atmosphäre trägt er zur Erderwärmung bei (Sand et al., 2023).

⁶ Es kommen Umwandlungsverluste hinzu. Darüber hinaus muss erneuerbarer Kohlenstoff mitunter ebenfalls energieaufwendig mit Direct Air Capture gewonnen werden.

Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien getrieben. Daher sind Länder mit sehr günstigen Stromgestehungskosten am besten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff geeignet (Fragoso García et al., 2022). Nach heutigen Kenntnissen kann im Jahr 2045 von Marktpreisen für Wasserstoff von deutlich über 90 €/MWh ausgegangen werden (Wietschel et al., 2023). Zum Schutz vor wirtschaftlichen Risiken durch Abhängigkeiten sollte auf eine Diversifizierungsstrategie von Lieferländern für Wasserstoff gesetzt werden. Dies führt gegebenenfalls zu höheren Importkosten und erfordert starke Kooperation mit Exportländern (Wietschel et al., 2022).

Der Transport von Wasserstoff in großen Mengen und über kurze Distanzen ist per Pipeline am wirtschaftlichsten (Wietschel, Eckstein, et al., 2021). Durch die Umrüstung bestehender Erdgaspipelines können die Transportkosten gesenkt werden. Für den wirtschaftlichen Transport von Wasserstoff per Pipeline werden derzeit maximale Entfernungen von 2500 km bis 4000 km angenommen (GIZ, 2023; Staiß et al., 2022).

Die Verschiffung von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak, Methanol und E-Fuels ist deutlich günstiger als der Schifftransport von Wasserstoff selbst. Für Ammoniak ist bereits eine Transportinfrastruktur vorhanden, und für den Transport von E-Fuels kann die Erdölinfrastruktur genutzt werden (SRU, 2021). Bei Wasserstoffderivaten kommen zu Transportkosten noch Umwandlungskosten und Energieverluste hinzu. Für Ammoniak liegen diese Verluste beispielsweise bei sieben bis 18 Prozent und mit einer Rückumwandlung bei bis zu 20 Prozent (IEA, 2019).

Importierter grüner Wasserstoff wird mit hoher Wahrscheinlichkeit günstiger sein als inländisch produzierter. Das liegt an niedrigen EE-Gestehungskosten durch deutlich größere EEPotentiale und der Skalierung der Erzeugungsanlagen in zwei- und dreistellige MW-Bereiche in den Exportländern (Fraunhofer IEE, 2022; Hank et al., 2023). Wenn inländische Elektrolyseure ihre Wasserstoffproduktion durch flexible Fahrweise auf niedrige Strompreisstunden fokussieren, können die Kosten für inländisch erzeugten grünen Wasserstoff konkurrenzfähig bleiben (Claußner et al., 2022; Niggemeier et al., 2019).

Andere Formen der Gewinnung von Wasserstoff

Derzeit wird der größte Teil des in Deutschland verwendeten Wasserstoffs durch Dampfreformierung (SMR) und die autotherme Reformierung (ATR) aus Erdgas erzeugt (Hebling et al., 2019). Das Produkt dieser Art der Herstellung wird als grauer Wasserstoff bezeichnet. Dessen Herstellung setzt erhebliche Mengen an Treibhausgasen frei. Durch eine Abscheidung und dauerhafte, geologische Speicherung des entstehenden CO₂, auch Carbon Capture and Storage (CCS) genannt, können Emissionen bei der Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas reduziert werden (IEA, 2019). Dieser emissionsreduzierte Wasserstoff wird als blauer Wasserstoff klassifiziert.

Bei der Herstellung von blauem Wasserstoff können selbst im Idealfall nur 90 Prozent der Emissionen vermieden werden, wobei in Abhängigkeit von der angewendeten Technologie auch geringere Abscheidungsraten zu erwarten sind (IEA, 2019; UBA, 2022). Neben den Res-temissionen bei der Abscheidung entstehen Emissionen durch CO₂-Verluste und Methanle-ckagen bei Transport und Speicherung, aber auch durch bewusstes Ablassen oder Abfa-ckeln von Erdgas bei der Förderung (Brauers, Hanna et al., 2021). Die Methanverluste sind besonders relevant, weil Methan ein weitaus höheres Treibhauspotential (englisch Global Warming Potential, GWP) hat als CO₂. In den ersten 20 Jahren ist es 84 mal stärker als CO₂ und bezogen auf den Zeitraum von 100 Jahren, 28 mal stärker (IPCC, 2014). Die Emissionen sind umso höher, je länger der Transportweg ist. Pipelinegas aus Russland für Deutschland hat beispielsweise aufgrund der langen Transportwege etwa zehnmals höhere Methanemis-sionen als Importe aus Norwegen und den Niederlanden (Brauers, Hanna et al., 2021). Auf-grund seiner nicht zu vernachlässigenden Klimawirkung wird blauer Wasserstoff langfristig kein Bestandteil eines dekarbonisierten Energiesystems sein.

Neben den Emissionen bergen blauer Wasserstoff und CCS auch Risiken. Dazu gehören die Versalzung von Grundwasser, Böden und Oberflächengewässern, Versauerung der Meere sowie Gesundheitsgefahren und Klimaschäden, wenn CO₂ bei einem Störfall austritt (Böhm et al., 2008; Deutscher Bundestag, 2022). Für den Zeitraum, in dem grüner Wasserstoff knapp ist, gilt: Die zusätzliche Nutzung von Wasserstoff kann zu höheren Treibhaus-gasemissionen führen als die Nutzung fossiler Energieträger, wenn Wasserstoff aus fossi-len Quellen anstelle von grünem Wasserstoff eingesetzt wird (SRU, 2021). Deshalb wird von einer starken Rolle von blauem Wasserstoff für die Dekarbonisierung abgeraten und der Fo-kus dieser Studie auf grünen Wasserstoff gelegt.

Fazit

Aufgrund der Untersuchungen gehen die Autor:innen dieser Studie davon aus, dass Deutschland seinen Bedarf durch eine Mischung von lokalen Elektrolyseprojekten und Im-porten decken wird. Dabei können jährlich etwa 15 bis 80 TWh grünen Wasserstoffs im Jahr 2030, beziehungsweise 75 bis 400 TWh ab 2045, inländisch erzeugt werden. Das genaue Verhältnis ist schwer abzuschätzen. Die Vorhaben werden von einer Vielzahl technischer, wirtschaftlicher und sozio-politischer Faktoren beeinflusst. Die optimalen Erzeugungspfade hängen außerdem von der spezifischen Entwicklung der Nachfrage ab. Im folgenden Kapitel wird diese Entwicklung genauer untersucht und dargestellt.

3. In welchen Bereichen wird Wasserstoff benötigt?

Der Bedarf an grünem Wasserstoff für die Energiewende in Deutschland wird entlang ver-schiedener Anwendungsmöglichkeiten betrachtet. Hierbei werden die vier am stärksten

emittierenden Sektoren nach Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) – Industrie, Verkehr, Gebäude und Energiewirtschaft – genauer untersucht⁷. Dargestellt werden zu erwartende Bedarfe an Wasserstoff und Wasserstoffderivaten, räumlich aufgelöst für die Zieljahre 2030 und 2045. Zudem erfolgt eine Bewertung der Abnahmepfade von grünem Wasserstoff hinsichtlich ihrer technologischen Reife, der Substituierbarkeit durch Alternativen sowie ihrer Flexibilität in der Anwendung.

Methodik zur Bewertung von Abnahmepfaden

Tabelle 3 zeigt die Bewertungskriterien für die Pfade, nämlich technologische Reife, Flexibilität und Substituierbarkeit. Die **technologische Reife (TRL = Technology Readiness Level)** dient als Mittel zur Abschätzung, in welchem zeitlichen Abstand die Wasserstoffnutzung technisch möglich ist. Sie wird in einer Skala von 1 bis 9 angegeben und lässt Rückschlüsse auf die Dauer bis zur Marktreife einer bestimmten Technologieanwendung zu. TRL 1-2 steht dabei für Grundlagenforschung und eine Marktreife in 8 bis 15 Jahren, TRL 3-6 steht für Entwicklungsphasen und Marktreife in 5 bis 13 Jahren und ab einem TRL von 7 wird bereits an der Markteinführung gearbeitet und in bis zu 5 Jahren ist von Marktreife auszugehen (Plankenbühler et al., 2021).

Flexibilität im Einsatz von Elektrolyseuren ist eine Grundvoraussetzung für die Kompatibilität mit fluktuierenden Erneuerbaren. Die Erzeugung von erneuerbaren Energien, wie Wind- und Solarenergie, schwankt je nach Wetterbedingungen. Daher ist es wichtig, dass das Stromsystem flexibler wird, um die Schwankungen auszugleichen und eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Die Flexibilität hat schon jetzt einen erheblichen Wert für das Energiesystem, der in Zukunft noch deutlich zunehmen wird (Heider et al., 2021). Speichertechnologien wie Batterien, Druckluftspeicher und Pumpspeicherwerke können kurzfristige Fluktuationen ausgleichen und für Netzdienstleistungen und Regelleistung eingesetzt werden. Power-to-Gas-Technologien können überschüssigen Strom in Wasserstoff umwandeln, der als Energieträger gespeichert und bei Bedarf wieder in Strom umgewandelt werden kann. Innovative Konzepte wie Smart Grids sind ebenfalls wichtig, um die Flexibilität des Stromversorgungssystems zu verbessern. Ein Paradigmenwechsel im Versorgungsmodell ist notwendig, um den hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen für die Stromerzeugung zu bewältigen, das heißt, die Nachfrage sollte auf schwankendes Angebot reagieren können und nicht, wie bisher, andersherum. **Flexibilität** ist im Zuge dieser Bewertung ein Indikator für das Potential einzelner Sektoren, um diskontinuierlich und dezentral erzeugten Wasserstoff in ihre Wertschöpfung zu integrieren. Hierbei wird bewertet, ob eine flexible H₂-Abnahme entweder durch Beimischung in bestehende H₂-Infrastrukturen möglich ist oder technisch unbedenklich ist oder Schäden an den Anwendungsanlagen verursa-

⁷ („Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist“, 2021; Harthan et al., 2020)

chen würde. Theoretisch könnte mit unendlich großen Speicherkapazitäten die flexible Produktion und ein kontinuierlicher Bedarf von Wasserstoff entkoppelt werden. Im Rahmen der wirtschaftlichen Nutzung von Wasserstoff wird aber davon ausgegangen, dass Speichermöglichkeiten begrenzt sein werden und damit flexible Abnahme belohnt wird. Insbesondere bis zu einem flächendeckenden Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur werden Speicher nur in begrenztem Umfang nutzbar sein. Aber auch in Hinblick auf ein rationelles erneuerbares Stromsystem ist Flexibilität von herausragender Bedeutung. Denn eine flexible und am Erneuerbaren-Dargebot ausgerichtete Stromnachfrage verringert die zur Versorgungssicherheit benötigten Kraftwerkskapazitäten sowie erforderlichen Speicher- und Leitungssysteme in erheblichem Maße. Flexibilität verringert so Kosten, Ressourcenbedarf, Vorkettenemissionen und die Zeitdauer bis zum Erreichen einer komplett erneuerbaren Energieversorgung. Bezüglich der PtL-Verfahren zur Herstellung von E-Fuels wird die Möglichkeit zur flexiblen Fahrweise der PtL-Anlagen bewertet.

Bei einer hohen **Substituierbarkeit von Wasserstoff** ist davon auszugehen, dass direktelektrische Alternativen den Vorzug vor der Wasserstoffnutzung erhalten. Andersrum werden die Bedarfe in den Segmenten mit geringer bis keiner Möglichkeit, den Wasserstoff zu substituieren – beispielsweise in der stofflichen Verwendung –, als sichere Abnehmer für grünen Wasserstoff bewertet.

Tabelle 3: Bewertungsmatrix für Abnahmepfade von flexibel erzeugtem, grünem Wasserstoff

	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität	Fehlen von Alternativen (Substituierbarkeit)
Hohe Wahrscheinlichkeit der Abnahme	TRL 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.

3.1 Energieintensive Grundstoffindustrie

Ein großer Abnehmer von grünem Wasserstoff wird kurz-, mittel und langfristig die energieintensive Grundstoffindustrie sein (IRENA, 2022). Diese kann in folgende Subsektoren unterteilt werden: Eisen und Stahl, Grundstoffchemie, Zement und Kalk, Glas und Keramik, Nicht-Eisen-Metalle (vorwiegend Aluminium) und Papier. Der Industriesektor steht hinsichtlich der Abkehr von der Nutzung fossiler Brenn- und Rohstoffe vor besonderen Herausforderungen. Dort, wo schon jetzt grauer oder blauer Wasserstoff eingesetzt wird, kann dieser problemlos durch grünen Wasserstoff ersetzt werden, oder dieser kann je nach Verfügbarkeit beigemischt werden. Anlagen, die auf andere fossile Brennstoffe angewiesen sind, müssen erst umgerüstet oder ersetzt werden, bevor sich grüner Wasserstoff einsetzen lässt. Die Herausforderungen entstehen vor allem durch die schwierig zu vermeidenden Prozess-emissionen (Farfan et al., 2019), die teilweise langen Investitionszyklen, die hohe Energieintensität der Produktion durch Temperaturen $> 1000\text{ °C}$ (Wesseling et al., 2017) sowie die Vorteile bzw. technische Notwendigkeit einer kontinuierlicher Produktion.

Basis für die Abschätzung von regionalen H_2 -Bedarfen ist eine Studie vom Fraunhofer ISI (Neuwirth et al., 2022), in der maximale H_2 -Bedarfe für 367 Standorte in einem nicht-spezifizierten Zieljahr abgeschätzt wurden. In Kombination mit zu erwartenden Anteilen der Wasserstoffnutzung am Gesamttechnologiemix werden H_2 -Bedarfe für 2030 und 2045 standortspezifisch ermittelt.

3.1.1 Stoffliche Nutzung

Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff ist relevant, wenn er als Rohstoff (nicht als Energieträger) zum Einsatz kommt. Sie gilt bei diesen Anwendungsfällen aufgrund mangelnder Alternativen als No-regret-Maßnahme (Luderer et al., 2021a).

Stahlindustrie

Eines der am häufigsten diskutierten Einsatzgebiete von grünem Wasserstoff ist die Wasserstoffdirektreduktion zur Herstellung von grünem Stahl (Vogl et al., 2018). Hierbei kommt Wasserstoff als Reduktionsmittel zum Einsatz und ersetzt die herkömmliche, klimaschädliche Hochofenroute mit fossilem Koks. Dieses Einsatzgebiet gilt als vielversprechendste Route zur Produktion von klimaneutralem Primärstahl (Weigel et al., 2016) und wird in allen bekannten Szenarien zur Transformation des Energiesystems berücksichtigt. Um eine Umstellung der Produktion auf grünen Wasserstoff zu gewährleisten, müssen bestehende Anlagen vollständig erneuert werden.

Abbildung 2 zeigt, dass es deutschlandweit nur wenige Standorte gibt, an denen H₂-Bedarfe für die Stahlindustrie erwartet werden – dann jedoch in erheblichen Mengen, wie zum Beispiel für den größten Stahlstandort Europas in Duisburg. Dort investiert Thyssenkrupp bereits in eine Anlage zur Wasserstoffdirektreduktion (thyssenkrupp, 2022). Bereits 2030 könnten an einzelnen Standorten circa zwei TWh grüner Wasserstoff benötigt werden, 2045 bis zu zehn TWh. Auch gibt es erste Technologieentwürfe für eine Direktelektrifizierung der Stahlindustrie, basierend auf der Methode des sogenannten Electrowinning. Dabei steht die technologische Entwicklung jedoch noch so sehr am Anfang, dass von einem Einsatz vor 2040 nicht ausgegangen werden kann (Lopez et al., 2022).

Tabelle 4: Wasserstoff für die Primärstahlproduktion

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ⁸	
				2030	2045
Wasserstoffdirektreduktion	TRL 7-8, erste kommerzielle Projekte in Planung, z.B. HYBRIT, tkH ₂ steel	Nach Umstellung auf Direktreduktionsanlagen ist Beimischung/Einsatz von grünem H ₂ möglich (weiterhin kontinuierlicher H ₂ -Strom notwendig)	Direktelektrifizierung möglich, aber nicht vor 2040. Ausbau der Sekundärroute eingeschränkt möglich	6,39	26,1

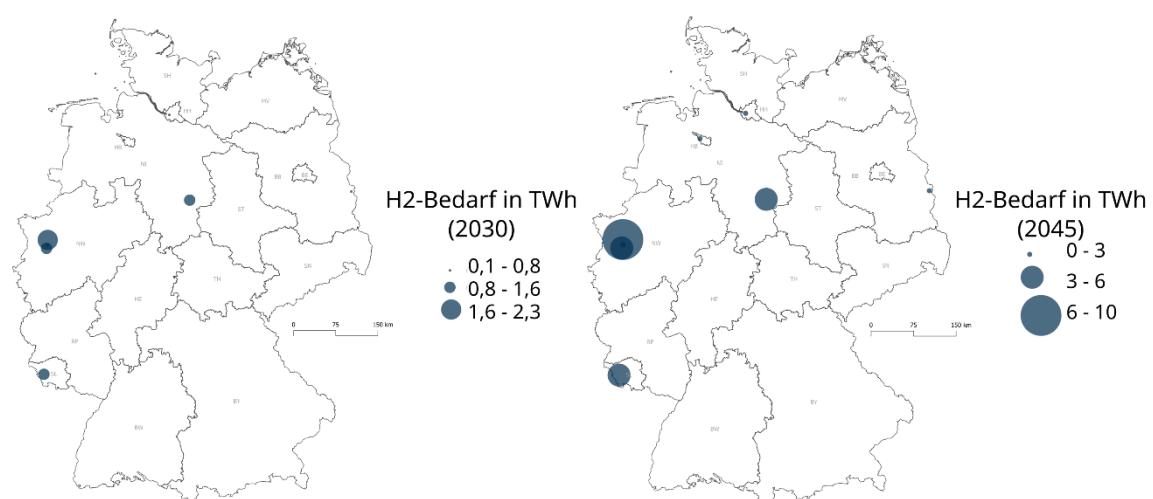


Abbildung 2: Erwarteter H₂-Bedarf für die Primärstahlproduktion in 2030 (links) und 2045 (rechts). Eigene Darstellung nach (Neuwirth et al., 2022).

⁸ 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).

Grundstoffchemie

Auch in der chemischen Industrie kommt Wasserstoff als Rohstoff zum Einsatz. Neben der Erdölverarbeitenden Industrie ist sie der einzige Bereich, in dem Wasserstoff bereits heute in großen Mengen genutzt wird (Deutsche Energie-Agentur, 2020). Wird der bisher eingesetzte graue Wasserstoff durch grünen substituiert, entsteht schon kurzfristig ein hoher Bedarf an grünem Wasserstoff. H_2 ist für die Produktion von Ammoniak (NH_3), Methanol (CH_3OH) oder Ethylen (C_2H_4) beinahe unverzichtbar⁹. Es bestehen Möglichkeiten der Substitution durch den Einsatz von Biomasse, zum Beispiel zur Herstellung von Biomethanol (Gautam et al., 2020) oder im Ethanol-to-Olefins-Verfahren (Tabassum & Ali, 2022). Die Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse ist global limitiert (Creutzig et al., 2015). Die Verfahren zur Erzeugung von Grundstoffchemikalien sind auf kontinuierliche Produktion ausgelegt, jedoch ist der Einsatz von grünem Wasserstoff insofern flexibel, als dass er grauem Wasserstoff beigemischt werden kann. Die zu erwartenden Wasserstoffbedarfe sind bei gleichbleibenden industriellen Strukturen sehr hoch, unterscheiden sich standortspezifisch aber stark.

Tabelle 5: Wasserstoff für die Herstellung von Grundstoffchemikalien

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ¹⁰	
				2030	2045
Stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff	TRL 8-9, kann stofflich sofort eingesetzt werden	Wasserstoff wird stofflich genutzt - Beimischbarkeit von grünem H ₂ gegeben	kaum bis keine Substituierbarkeit der stofflichen Nutzung	42,06	103,86

⁹ Direktelektrische Verfahren, wie die elektrokatalytische Stickstoffreduktion zur Ammoniakherstellung (Qing et al., 2020) oder die CO₂-Elektrolyse zur Methanolproduktion (Adnan & Kibria, 2020) befinden sich im Laborstadium.

¹⁰ Bedarfe ergeben aus standortspezifischen H₂-Bedarfmengen aus (Neuwirth et al., 2022), kombiniert mit Nutzungsanteilen am Gesamttechnologiemix von 82 % für 2030 und 100 % in 2045, entsprechend (Luderer et al., 2021a).

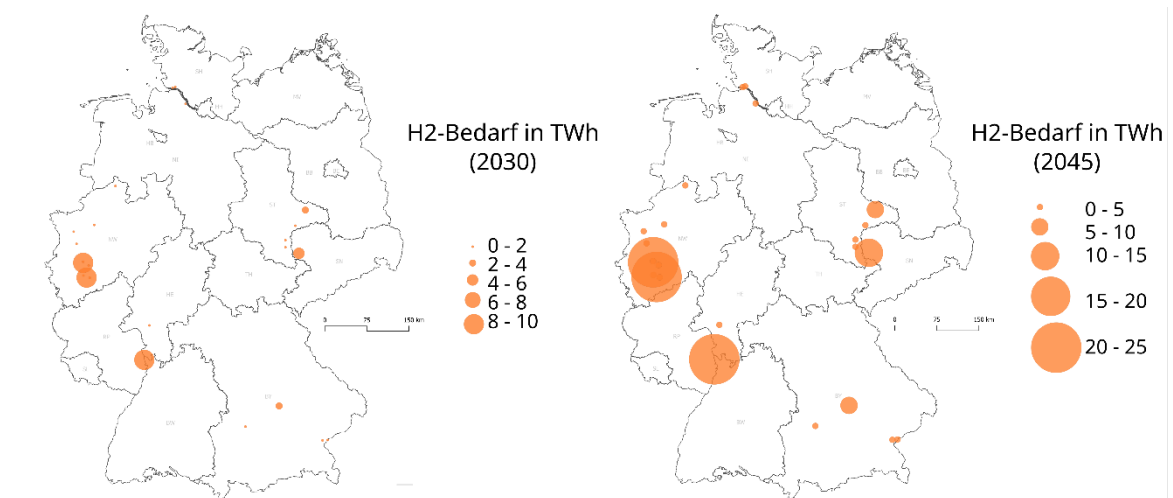


Abbildung 3: Erwarteter H₂-Bedarf für die Grundstoffchemie in 2030 (links) und 2045 (rechts).

3.1.2 Energetische Nutzung

Die energetische Nutzung von Wasserstoff kann für die Industrie von Bedeutung sein, da einige energieintensive Prozesse durch hohe Temperaturen von bis zu 1600°C gekennzeichnet sind (IRENA, 2022; Madeddu et al., 2020). Neben der Verbrennung von Wasserstoff stehen weitere Technologien, wie Biomasse-Verbrennung, Plasmaheizung, elektrische Kessel und Wärmepumpen, als Alternativen zur Verfügung (Madeddu et al., 2020).

Zementindustrie

Die Zement- und Kalkindustrie benötigt hohe Prozesstemperaturen von bis zu 1450 °C im kontinuierlich beheizten Drehrohrofen und im Kalzinierer (IEA & Cement Sustainability Initiative, 2018). Diese können potenziell durch Verbrennung von Wasserstoff erzeugt werden. Es gibt jedoch ungeklärte Aspekte bezüglich der Flamm- und Brenneigenschaften von Wasserstoff innerhalb dieser Anwendung (Neuwirth et al., 2022). Elektrische Kalzinierer werden bereits erprobt, sind aber noch nicht auf industrielle Maßstäbe skaliert worden (Hills et al., 2017). Der zu erwartende H₂-Bedarf in der Zement- und Kalkindustrie ist kurzfristig sehr gering (max. 96 GWh pro Standort), langfristig unter bestimmten Umständen höher und liegt für einzelne Standorte im Bereich von 300 bis 500 GWh. Der potenzielle H₂-Bedarf kann auf viele mögliche Standorte in Deutschland verteilt sein.

Tabelle 6: Energetische Wasserstoffnutzung für die Zementproduktion

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ¹¹	
				2030	2045
Wasserstoffverbrennung zur Beheizung des Drehrohrofens und des Kalzinierers	TRL 4-5, Flamm- und Brenneigenschaften von H ₂ sind technisches Hemmnis	Drehrohrofen muss kontinuierlich beheizt werden. Die Beimischbarkeit von H ₂ wird in den betrachteten Studien nicht diskutiert	Elektrifizierung der Öfen möglich, aber wenig entwickelt, Biomasse begrenzt verfügbar	1,53	7,67

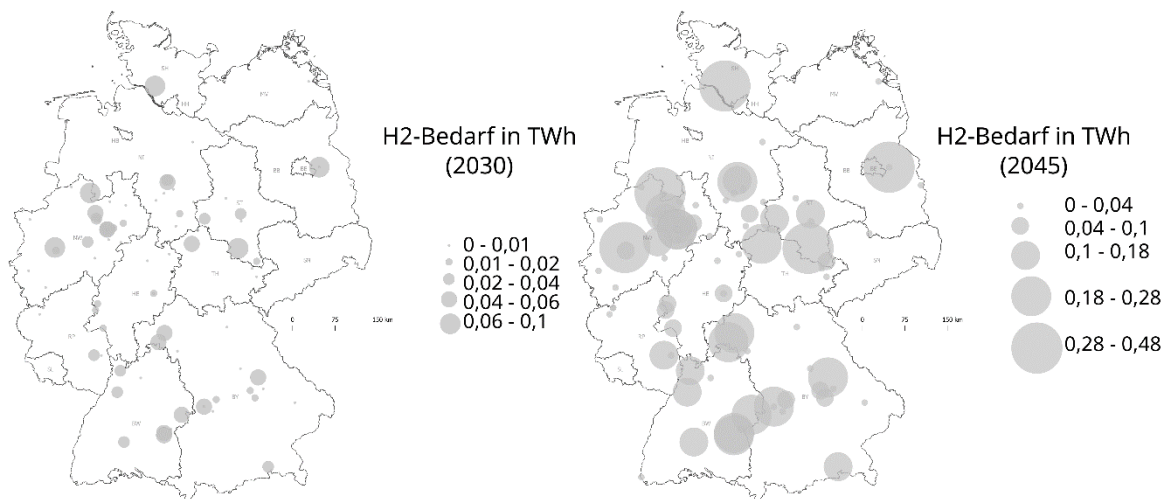


Abbildung 4: Erwarteter H₂-Bedarf für die Zement- und Kalkindustrie in 2030 (links) und 2045 (rechts). Eigene Darstellung nach (Neuwirth et al., 2022).

Glasindustrie

Wasserstoff kann in Kombination mit direkter Elektrifizierung als Brennstoff für die Glasschmelze genutzt werden. Dieser Prozess ist bisher nicht vollständig entwickelt, zeigt aber großes Potential (Zier et al., 2021). Die Glasproduktion steht vor der besonderen Herausforderung der Kontinuität: Der Glasschmelzprozess muss unterbrechungsfrei stattfinden, um das Aushärten der Glasschmelze und damit eine Beschädigung der Anlage zu vermeiden. Dafür gibt es verschiedene Konzepte: Die Glaswannen können ganz oder nur teilweise durch die Verbrennung von Wasserstoff betrieben werden. In Tabelle 7 wird die hybride Anwendung in Form einer Oxyhybrid-Schmelzwanne¹² für diese Betrachtung ausgewählt (Guidehouse et al., 2022), um darzustellen, dass aktuell nicht feststeht, ob die flächendeckende Anwendung durch reinem Wasserstoff oder durch eine Hybridlösung mit Strom und

¹¹ 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

¹² Mit 80 % der Energie aus direkter Elektrifizierung und 20 % aus Wasserstoffverbrennung

Wasserstoffeinsatz gewählt wird. Sollten sich reine Wasserstoffschmelzwannen durchsetzen, könnten sich die Bedarfe erhöhen. Unternehmen zur Glasherstellung sind deutschlandweit verteilt und benötigen vergleichsweise geringe Mengen an Wasserstoff. Damit sind sie potenzielle, dezentrale Abnehmer von grünem, flexibel erzeugtem Wasserstoff. Hierbei muss jedoch entweder durch flexibles Prozessdesign (zum Beispiel durch flexible Anpassbarkeit der Schmelzwanne an eine vollelektrische Fahrweise) oder ausreichend dimensionierte Wasserstoffspeicher sichergestellt werden, dass der Prozess zu jeder Zeit unterbrechungsfrei stattfinden kann.

Tabelle 7: Energetische Wasserstoffnutzung für die Glasproduktion

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ¹³	
				2030	2045
Oxyhybrid-Schmelzwanne (80 % elektrisch, 20 % Wasserstoff)	TRL 4-5, Flamm- und Brenneigenschaften von H ₂ 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

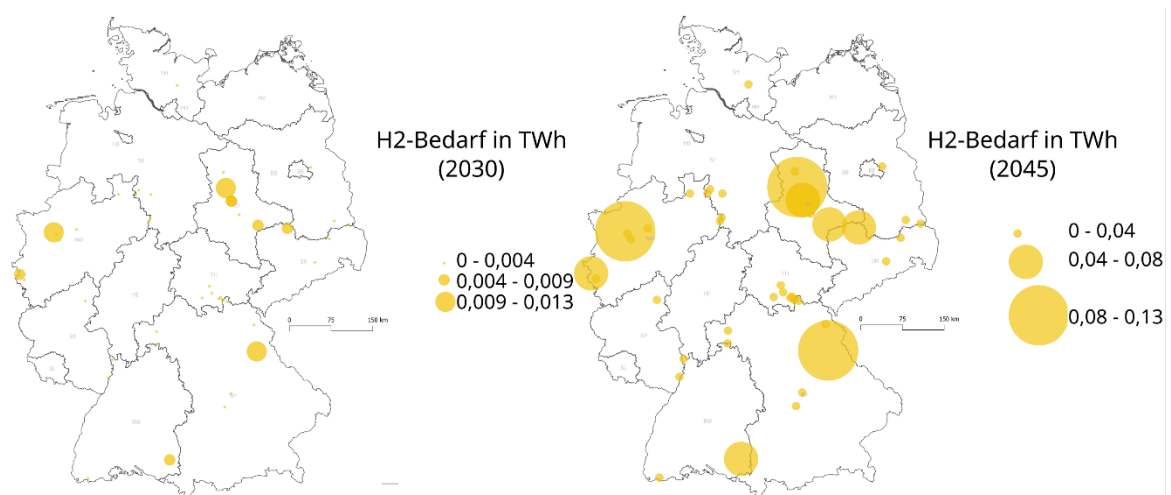


Abbildung 5: Erwarteter H₂-Bedarf für die Glas- und Keramikindustrie in 2030 (links) und 2045 (rechts). Eigene Darstellung nach (Neuwirth et al., 2022).

Papierindustrie

Wasserstoffanwendungen für Prozesswärme in der Papierindustrie sind im wissenschaftlichen Diskurs trotz technologischer Verfügbarkeit wenig diskutiert. Sie konkurrieren stark mit direkten Möglichkeiten zur Elektrifizierung und dem Einsatz von Biomasse. Aufgrund

¹³ 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)

der Nutzung von Biomasse (Holz) als Rohstoff für die Papierproduktion findet häufig auch eine parallele, energetische Biomasse-Nutzung statt (Obrist et al., 2022). Direkte Stromnutzung ist aufgrund der hohen Effizienz sehr vielversprechend. Trotzdem gibt es aktuelle Projekte in der Papierindustrie mit dem Ziel, die Produktion auf grünen Wasserstoff umzustellen (Burkhardt, 2023).

Der potenzielle Bedarf an Wasserstoff ist demnach gering und verteilt sich auf viele Standorte. Mit wenigen Ausnahmen liegt er auch im Jahr 2045 nicht über 100 GWh pro Standort. Die Papierindustrie bietet ein höheres Flexibilitätspotential als andere Industrien und ermöglicht eine systemdienliche Nutzung von grünem Wasserstoff (BMWK, 2022c). Diese Nutzung kann jedoch nur gelingen, wenn einzelne Industriestandorte ihre Produktion flexibel gestalten und gleichzeitig grünen Wasserstoff einsetzen.

Tabelle 8: Energetische Wasserstoffnutzung für die Papierproduktion

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ¹⁴	
				2030	2045
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

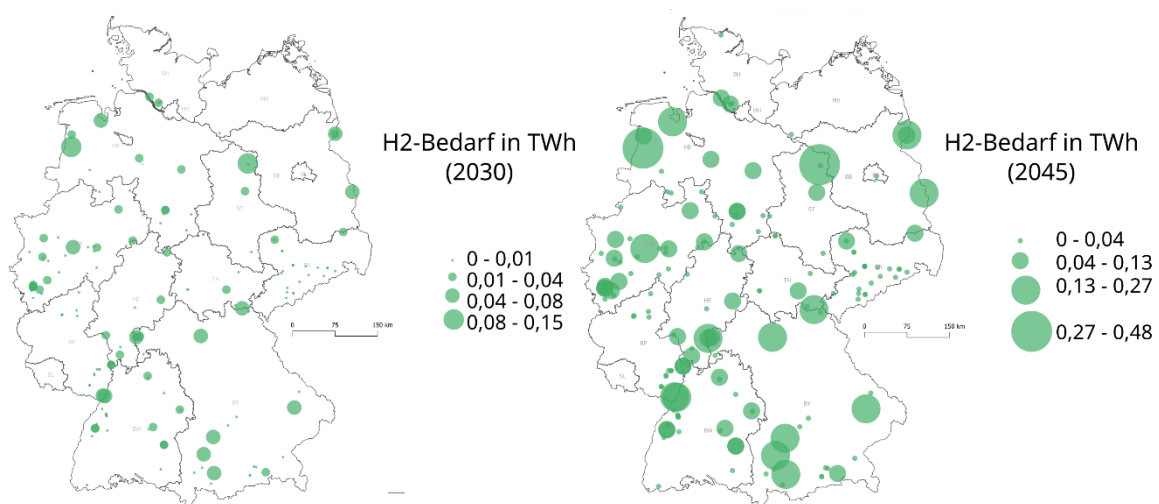


Abbildung 6: Erwarteter H₂-Bedarf für die Papierindustrie 2030 (links) und 2045 (rechts).

¹⁴ 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)

Aufgrund der zu erwartenden geringen Mengen an einzelnen Standorten sowie des generellen Flexibilitätspotentials ist die Nutzung von flexibel und dezentral erzeugtem Wasserstoff in der Papierindustrie denkbar. Zudem erhöht die große Anzahl an Standorten zur Papierproduktion die Wahrscheinlichkeit einer lokalen Überschneidung mit Netzknotenpunkten, an denen ein Elektrolyseur dezentral Wasserstoff erzeugt.

3.1.3 Zwischenfazit Wasserstoffnutzung in der Industrie

Grüner Wasserstoff wird für die Dekarbonisierung der energieintensiven Grundstoffindustrie von zentraler Bedeutung sein, vor allem für die stoffliche Nutzung in der Stahl- und Chemieindustrie. Die energetische Nutzung von Wasserstoff ist umstritten und konkurriert mit der direkten Elektrifizierung von Öfen, Dampferzeugern und Kesseln. Kohlebetriebene Hochöfen haben eine hohe Lebensdauer von circa 50 Jahren und sind sehr emissionsintensiv – eine schnelle Anpassung auf grünen Wasserstoff ist aus Perspektive des Klimaschutzes daher sehr sinnvoll. Die Industrie ist geprägt von kontinuierlichen Prozessen – einzig die Papierindustrie bietet ein höheres Flexibilitätspotential. Potenziell kann flexibel erzeugter, grüner Wasserstoff in vielen Industriezweigen angewendet werden, sofern die Kontinuität der Prozesse gewährleistet werden kann. Dies kann beispielsweise durch H₂-Speicher oder langfristig auch eine H₂-Netzinfrastuktur geschehen.

3.2 Verkehr

Die Reduktion der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor stellt eine große Herausforderung dar. Die THG-Emissionen sind seit 1990 nahezu unverändert und 93 Prozent des Endenergiebedarfs beruhen auf fossilen Energieträgern (Prognos et al., 2021). Neben der Vermeidung und Verlagerung von Verkehr sind CO₂-freie Antriebe ein wichtiger Bestandteil von Reduktionsstrategien (Hennicke et al., 2021). Dazu gehören batterieelektrische Antriebe, Brennstoffzellen (BZ) sowie synthetische Kraftstoffe (E-Fuels). Der Einsatz von Wasserstoff oder E-Fuels ist vor allem dort wichtig, wo eine direkte Elektrifizierung der Antriebe nicht möglich oder mit großen Nachteilen verbunden ist (SRU, 2021).

Entscheidende Herausforderungen bei der Transformation des Verkehrssektors sind große Distanzen, schwere Fahrzeuge und zum Teil lange Investitionszyklen der Verkehrsmittel sowie der Aufbau von Infrastrukturen (Jöhrens et al., 2022; Kasten, 2020; NPM, 2019; SRU, 2017). Die Nutzung von Wasserstoff kann hier teilweise Abhilfe schaffen. Im Vergleich zu batterieelektrischen Fahrzeugen haben BZ-Fahrzeuge und Power-to-Liquid (PtL) Kraftstoffe kürzere Zeiten zur Betankung sowie eine höhere Energiedichte und Reichweite (Jöhrens et al., 2022). Die direkte Nutzung von Wasserstoff ist mit Hilfe der Brennstoffzelle möglich. Die

Brennstoffzelle ist eine elektrochemische Energiequelle. Sie lässt Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasserdampf reagieren und erzeugt dabei elektrische Energie. Diese wird entweder direkt dem Elektromotor zugeführt oder in einer Batterie mit geringer Kapazität zwischengespeichert (SRU, 2017).

Wasserstoff hat den Vorteil, dass er eine höhere Energiedichte hat als eine Batterie. Somit verbraucht der Energieträger weniger Platz und Gewicht im Fahrzeug und bietet dadurch eine größere Reichweite pro Betankung (DRL et al., 2019). Neben den höheren Energieverlusten im Vergleich zum direktelektrischen Fahrzeug ist ein weiterer Nachteil, dass die Infrastruktur für die Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff erst flächendeckend aufgebaut werden muss (Hebling et al., 2019; Stolten, 2022).

Aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (CO₂) können synthetische Kraftstoffe wie Methanol, Diesel oder Kerosin hergestellt werden (Arnold et al., 2018). Dieser Prozess wird als Power-to-Liquid (PtL) bezeichnet und ermöglicht die Speicherung von erneuerbarer Energie in Form von flüssigen Brennstoffen, die mit vorhandener Infrastruktur transportiert und genutzt werden können (Arnold et al., 2018). Während im Straßen- und Schienenverkehr bereits unterschiedliche emissionsfreie Antriebskonzepte existieren, stellen solche PtL-Produkte derzeit die vielversprechendste Möglichkeit zur Defossilisierung¹⁵ des Flug- und Schiffsverkehrs dar (Kasten, 2020).

In diesem Kapitel wird der sinnvolle Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor untersucht. Hierbei wird unterschieden zwischen direkter Wasserstoffnutzung und der Nutzung von Wasserstoffderivaten – also PtL-Produkten. Zur Ermittlung der zu erwartenden H₂-Bedarfe für den Verkehrssektor werden unterschiedliche Studien herangezogen. Die Simulationsergebnisse des KN2045-Szenarios aus der Agora-Studie (Prognos et al., 2021) bilden die Grundlage für die Bedarfe im Pkw-, Lkw- und Schiffsverkehr, während der Ariadne-Szenariereport (Luderer et al., 2021a) Daten für den zukünftigen Bedarf im Busverkehr bereitstellt. Die Bedarfsdaten für den gesamtdeutschen Flugverkehr stammen aus einem Bericht des ifeu (Fehrenbach et al., 2021). Diese Bedarfsmengen werden anteilig nach den Verkehrsleistungen des statistischen Bundesamtes auf die Hauptverkehrsflughäfen aufgeteilt (Destatis, 2022). Gemessen an der Verkehrsleistung sind derzeit bereits 90 Prozent des deutschen Schienenverkehrs elektrifiziert (Frank & Gnann, 2022). Die Mengen der darüber hinaus vermutlich auftretenden H₂-Bedarfe für nichtelektrifizierte Strecken basieren auf der H₂-Roadmap für Ostdeutschland (Hebling et al., 2019). Für die anderen Bundesländer konnten aufgrund fehlender Daten keine spezifischen Bedarfsprognosen erstellt werden. Um die Bedarfe der unterschiedlichen Verkehrsträger im Straßenverkehr für 2030 und 2045 auf Ebene

¹⁵ Da in PtL-Produkten oft weiterhin Kohlenstoffatome enthalten sind, wird hier nicht von einer Dekarbonisierung gesprochen.

des Bundeslandes zu verteilen, werden die Verkehrsdaten des Kraftfahrt-Bundesamtes (Kraftfahrt-Bundesamt, 2020) herangezogen.

3.2.1 Direkte Wasserstoffnutzung

Die direkte Nutzung von Wasserstoff findet in verschiedenen Verkehrsträgern Anwendung. Im Straßenverkehr wäre es technisch für alle Fahrzeugarten möglich, Wasserstoff direkt als Energieträger einzusetzen. Ökonomisch und energetisch ist das jedoch oft nicht sinnvoll.

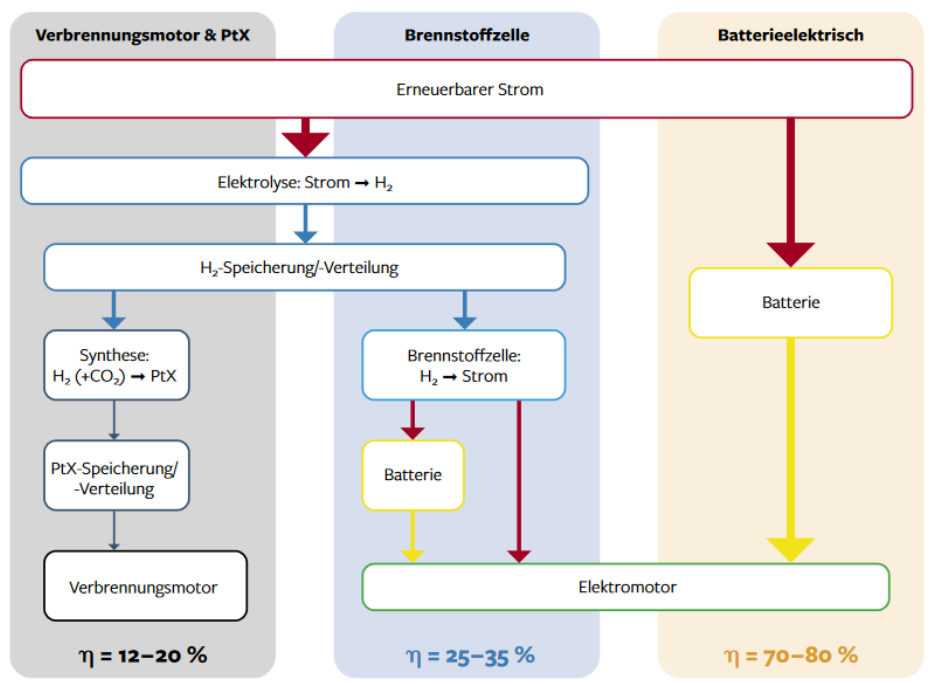


Abbildung 7: Energetischer Gesamtwirkungsgrad (h) verschiedener Antriebsoptionen (SRU, 2017)

In Abbildung 7 ist zu sehen, dass der Gesamtwirkungsgrad von batterieelektrischen Fahrzeugen mit 70 bis 80 Prozent doppelt so hoch ist wie für Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge (FCEV). Dies bedeutet, dass für die gleiche Verkehrsleistung mit Wasserstoffantrieb doppelt so viel erneuerbarer Strom benötigt wird wie mit rein batterieelektrischer Antriebstechnologie (SRU, 2017). Die zusätzlichen Umwandlungsschritte und damit verbundenen Energieverluste machen Wasserstoff teurer als die direkte Nutzung von Elektrizität. Grundsätzlich gilt: Je größer die Reichweite und je schwerer das Fahrzeug, desto eher lohnt sich der Einsatz von BZ-Fahrzeugen auf der Straße, Schiene, dem Wasser oder in der Luft im Vergleich zum Batterieantrieb (IRENA 2021).

Da der direkt-elektrische Antrieb dem Brennstoffzellenantrieb wirtschaftlich und ökologisch überlegen ist, gehen Studien davon aus, dass Wasserstoff im Pkw-Segment eine stark untergeordnete Rolle spielen wird (Dr. J. Burchardt et al., 2021; Prognos et al., 2021; SRU, 2021). Auch für städtische Busflotten und im leichten Lieferverkehr reichen die heutigen Batteriekapazitäten für die regulären Fahrten und Distanzen aus (SRU, 2017).

Tabelle 9: Direkte Wasserstoffnutzung im Straßenverkehr

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ¹⁶	
				2030	2045
Lkw >3,5 t Gesamtgewicht (H ₂ -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 H ₂	4	39,05
Bus (H ₂ Brennstoffzelle)	TRL 7-8: aufgrund öffentlicher Förderprojekte sehr intensiv erprobt.	H ₂ -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

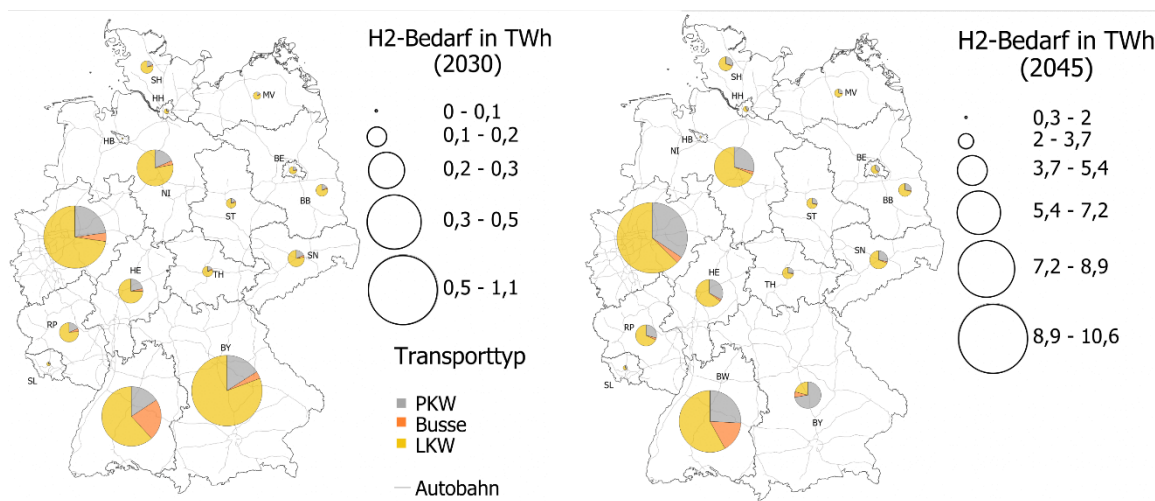


Abbildung 8: H₂-Bedarf im Straßenverkehr in 2030 (li) und 2045 (re)

Beim Lkw-Segment ist die Flottenentwicklung aktuell unklar. BZ-Lkw befinden sich technologisch noch in der Erprobungsphase (Adolf et al., 2017). Wasserstoff steht in Konkurrenz zu batterieelektrischen Fahrzeugen und Oberleitungs-Lkw, die effizienter und wirtschaftlicher als der BZ-Antrieb sind (Jöhrens et al., 2022). Bei schweren Langstrecken-Lkw sehen verschiedene Studien ein Potential für den Einsatz von BZ-Fahrzeugen aufgrund der höheren Reichweite und Beladungskapazitäten des Antriebs (Göckeler et al., 2020; Jöhrens et al., 2022; Lutsey et al., 2017). Der zukünftige Bedarf für Wasserstoff im Lkw-Segment wird 2030 auf vier TWh und 2045 auf 39 TWh geschätzt (Prognos et al., 2021).

Um diese Bedarfe zu decken, muss ein bundesweites Tankstellennetz zügig aufgebaut werden. Untersuchungen zeigen, dass ein Netz aus 140 Tankstellen ausreichen würde, um den

¹⁶ Bedarfsmengen für Lkw basieren auf (Prognos et al., 2021), die für Busse auf (Luderer et al., 2021b) und wurden anteilig nach Bestandszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA, 2020) ermittelt.

deutschen Schwerlast-Lkw-Verkehr im Jahr 2050 mit Wasserstoff zu versorgen (Rose et al., 2020). Die Simulationsergebnisse der Untersuchungen zeigen eine weitgehend gleichmäßige Verteilung der H₂-Tankstellen in Deutschland. Sie konzentrieren sich auf Standorte entlang der Autobahnen – insbesondere der europäischen Verkehrskorridore – sowie in Industrieregionen (Bsp. Rhein-Ruhr).

Die Analyse zeigt zudem, dass bei einer Versorgung mit On-site-Elektrolyseuren durch eine flexible Steuerung nach Strompreissignalen die Kosten für den Stromnetzausbau deutlich gesenkt werden könnten (um circa eine Mrd. Euro /Jahr). Eine flexible Fahrweise ist theoretisch technisch möglich, setzt jedoch eine größere Dimensionierung der H₂-Speicher an den Tankstellen voraus und wirft dann die Frage der Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit von Großspeichern auf. Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union haben sich im März 2023 auf eine neue Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) geeinigt. Diese sieht vor, dass bis zum Jahr 2030 alle 200 Kilometer entlang des TEN-V Netzes und an städtischen Knotenpunkten H₂-Tankstellen gebaut werden (Europäische Kommission, 2022, 2023).

Die täglichen Strecken von leichten Nutzfahrzeugen sowie städtischen Busflotten sind heute schon mit batterieelektrischen Fahrzeugen zu bewältigen (NPM, 2019). Der Wasserstoffeinsatz wird aufgrund des Reichweitenvorteils hauptsächlich bei Fernbussen oder Bussen mit hoher Umlaufleistung gesehen. Mit einem TRL von 7 bis 8 haben BZ-Busse (Brennstoffzellen-Busse) momentan noch nicht den technischen Reifegrad von BEV-Bussen erreicht (Sphera Solutions GmbH et al., 2021). Um eine Busflotte auf Wasserstoff umzustellen, muss neben der Beschaffung von neuen Fahrzeugen auch mindestens eine zentrale H₂-Tankstelle errichtet werden¹⁷. Momentan sind circa 100 BZ-Busse in deutschen Städten wie Wuppertal, Köln oder Hamburg unterwegs (NOW, 2023). Es wird davon ausgegangen, dass der H₂-Bedarf für Busflotten nicht stark ansteigt (Luderer et al., 2021b). Die BZ-Busflotten werden sich auf wenige deutsche Regionen verteilen und darüber hinaus für den Fernverkehr relevant sein.

Im nationalen Zugverkehr basieren aktuell noch 39 Prozent der Strecken und zehn Prozent der Fahrleistung auf dem Einsatz von fossilen Energien. Viele nicht-elektrifizierte Strecken des Personennahverkehrs befinden sich in ländlichen Gegenden (Frank & Gnann, 2022). Um Klimaneutralität auf der Schiene zu erreichen, stehen Oberleitungen, batterieelektrische sowie BZ-Antriebe oder eine Kombination dieser Optionen zur Verfügung. Der Einsatz von batteriebetriebenen Triebwagen hat den Vorteil, dass vorhandene Infrastruktur von Oberleitungen teilweise auf Streckenabschnitten genutzt werden kann. Das reduziert die Kosten der

¹⁷ Eine Busflotte von 20 Fahrzeugen hat einen Gesamtverbrauch von etwa 530 kg Wasserstoff pro Tag. Die NOW empfiehlt H₂-Tankstellenspeicher mit einer Kapazität von zwei- bis dreifacher Menge des Tagesverbrauchs auszuliegen. (NOW & Knot, 2021)

Umstellung auf emissionsfreie Fahrzeuge und kann zur Reichweitenerhöhung der BEV-Triebwagen genutzt werden (Frank & Gnann, 2022). Für weite, nicht-elektrifizierte Streckenabschnitte überwiegen die Vorteile der Nutzung von Wasserstoff, da sie die Reichweite von batterieelektrischen Triebwagen übersteigen (Verband der Bahnindustrie in Deutschland e. V., 2022). Aus technischer Sicht sind Wasserstoffzüge im Regionalverkehr schon heute einsatzbereit und beispielsweise in Niedersachsen seit Sommer 2022 sogar im Linienbetrieb (EVB, 2022; Verband der Bahnindustrie in Deutschland e. V., 2022).

Tabelle 10: Direkte Wasserstoffnutzung im Schienenverkehr

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ¹⁸	
				2030	2045
Zug (H ₂ -Brennstoffzelle)	TRL 8: seit 2018 fahren zugelassene Regionalzüge mit BZ	H ₂ -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

Zukünftig könnten bis zu 20 Prozent des gesamten deutschen Streckennetzes für den Wasserstoffeinsatz in Frage kommen (Frank & Gnann, 2022). Wie Tabelle 10 zeigt, sind die prognostizierten H₂-Bedarfe für den Zugverkehr sehr gering und werden in vielen Studien nicht explizit beziffert. Die Bedarfe eines Streckenabschnitts können jeweils mit einer zentralen Tankstelle gedeckt werden. Bezogen auf den Verbrauch von BZ-Triebwagen sollte eine Speicherkapazität der Tankstelle von 1000 Kilogramm ausreichen, um einen Streckenabschnitt zu versorgen (Verband der Bahnindustrie in Deutschland e. V., 2022).

Zusammenfassend gilt, dass der direkte Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor stark mit dem Einsatz von batteriebetriebenen Fahrzeugen konkurriert. Im Pkw-Bereich ist der batterieelektrische Antrieb bereits weit verbreitet und ein großflächiger Einsatz von Wasserstoff ist nicht zu erwarten. Über die Entwicklung von Technologie für Langstrecken-Lkw und Fernbusse herrscht noch große Unsicherheit. Es kann davon ausgegangen werden, dass erstmal eine parallele Infrastruktur aufgebaut wird und somit ein Bedarf für den Einsatz von Wasserstoff bestehen wird. Auch bei einem Teil der nicht-elektrifizierten Bahnstrecken wird ein H₂-Einsatz erwartet. Die Deckung des direkten H₂-Bedarfs im Verkehrssektor könnte je nach Standort, täglichem H₂-Verbrauch und Speicherdimensionierung der einzelnen H₂-Tankstellen durch flexible Onsite-Elektrolyseure realisiert werden.

¹⁸ Bedarfe sind nur für ehemals ostdeutsche Bundesländer konkret angegeben (Ragwitz et al., 2021).

3.2.2 Nutzung von Wasserstoffderivaten

Nachfolgend wird der Einsatz von strombasierten, synthetischen Kraftstoffen wie E-Kerosin, Methanol und Ammoniak im Verkehrssektor beschrieben. Diese werden mit Hilfe von Wasserstoff in PtL-Verfahren hergestellt und im Nachfolgenden als E-Fuels bezeichnet. Sie sind besonders wichtig für Anwendungen, in denen Optionen zur Dekarbonisierung nicht oder nur sehr teuer verfügbar sind. Im Sektor Verkehr ist das meist bei langen Strecken und einem hohen Gewicht des Verkehrsmittels der Fall. Die Energiedichte von Wasserstoff oder Batterien reichen dann aufgrund des Platzverbrauchs nicht aus (NPM, 2019). Auch da, wo Investitionszyklen sehr hoch sind und ein Austausch der Flotten bis 2045 unwahrscheinlich ist, müssen zur Defossilisierung E-Fuels zum Einsatz kommen (Fehrenbach et al., 2021). Außerdem bieten synthetisch hergestellte Kraftstoffe aus Wasserstoff die Möglichkeit, den Restbestand von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren klimaneutral zu betanken (Prognos et al., 2021).

Tabelle 11: Nutzung von Wasserstoffderivaten im Straßenverkehr

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ¹⁹	
				2030	2045
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

Der Gütertransport per Schiff ist im Vergleich zum Lkw sehr effizient. Containerschiffe können bis zu 75 Prozent weniger Treibstoff pro Tonnenkilometer verbrauchen (Schmied & Knörr, 2013). Die Effizienz kann je nach Größe des Schiffes beziehungsweise des Lkw stark variieren. Aufgrund der meist großen Entfernungen benötigt der Schiffsverkehr einen Energieträger mit hoher Energiedichte. Dadurch ist die Substituierbarkeit begrenzt. Der Einsatz von alternativen Antrieben wird zusätzlich durch lange Investitionszyklen eingeschränkt (Ramboll & Deutsches Maritimes Zentrum e. V., 2022). Deshalb kommen nur synthetische Kraftstoffe als zeitnahe alternative Energieträger für die Schifffahrt in Frage (Lebensdauer: 20 bis 30 Jahre), die entweder als sogenannte Drop-in-Kraftstoffe verwendet, die in kleinen Mengen beigemischt werden können, oder in größeren Mengen mittels Anpassung am Verbrennungsmotor eingesetzt werden. Folgende zwei Umrüstungspfade für die Schifffahrt gelten als die Vielversprechendsten: Die Umrüstung von etablierten Kraftstoffen auf Methanol und von LNG auf Ammoniak (Ramboll & Deutsches Maritimes Zentrum e. V., 2022).

¹⁹ Bedarfsmengen für Pkw basieren auf (Prognos et al., 2021) und wurden anteilig nach Bestandszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA, 2020) ermittelt.

Tabelle 12: Nutzung von Wasserstoffderivaten im Schiffsverkehr

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ²⁰	
				2030	2045
Methanol	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
Ammoniak	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			

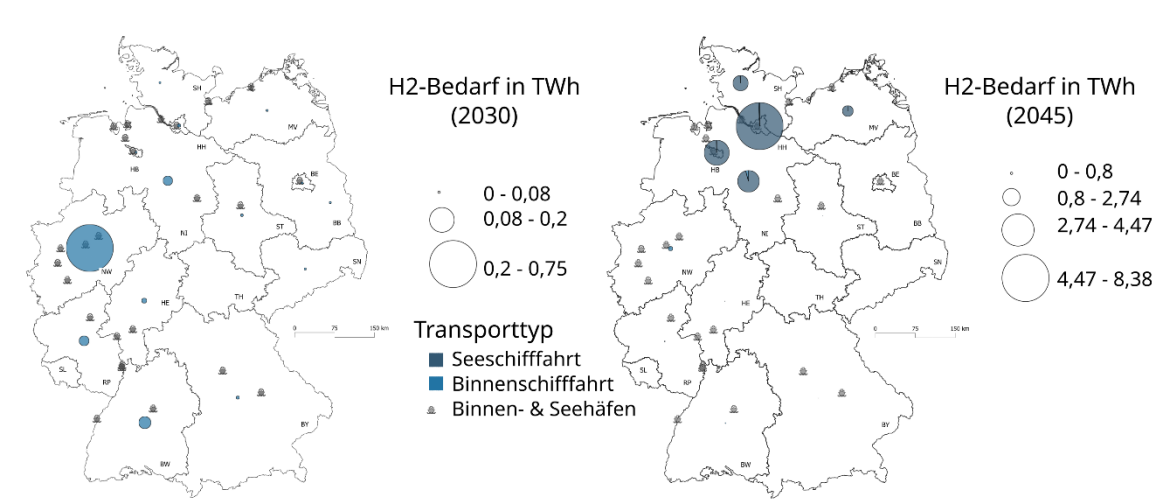


Abbildung 9: H2-Bedarf der Schifffahrt für 2030 (li) und 2045 (re)

Zusätzlich zum Umstellen auf E-Fuels gibt es bei Schiffen erhebliche Potenziale zur Effizienzsteigerung, beispielsweise durch optimierte Rumpfformen oder Segelzusatzantriebe (Kind & Meißner, 2022). Aufgrund der Beimischungsoption von Ammoniak und Methanol zu herkömmlichen Schiffskraftstoffen ist die Flexibilität des Einsatzes von E-Fuels zwar als sehr hoch zu bewerten. Allerdings reicht der technologische Reifegrad für die Herstellung von E-Fuels aktuell noch nicht für eine flexible Produktion und somit flexible H₂-Abnahme in industriellem Maßstab (NPM, 2020). Wie Tabelle 12 zeigt, wird erwartet, dass der Einsatz von E-Fuels in der Binnenschifffahrt bis 2030 bereits 20 Prozent (1,6 TWh) ausmachen wird. Bis 2045 wird die See- und Binnenschifffahrt vollständig auf E-Fuels umgestiegen sein und einen Gesamtbedarf von 22,8 TWh verzeichnen. Aufgrund der, im Vergleich zu Wasserstoff, besseren Transportfähigkeit von E-Fuels wird davon ausgegangen, dass diese Bedarfe in Zukunft vollständig durch Importe gedeckt werden (Martin Wietschel et al., 2021; Prognos

²⁰ Anteilige Aufteilung des gesamtdeutschen Bedarfs nach Güterverkehrsleistung (Destatis, 2021; Prognos et al., 2021)

et al., 2021). Aber auch hier bleibt eine Unsicherheit, ob der Hochlauf der E-Fuel-Produktion international schnell genug gelingt (Ueckerdt, 2023).

Eine Einsatzmöglichkeit von reinem Wasserstoff wird in der Schifffahrt sowie im Flugverkehr nur auf kurzen Strecken und bei kleinen Motoren gesehen. Hier ist aber auch der batterieelektrische Antrieb weitaus effizienter und verspricht eine höhere Wirtschaftlichkeit. Die technische Entwicklung steht in beiden Gebieten noch am Anfang. Der Zeitpunkt der jeweiligen Marktreife ist aktuell ungewiss (J. Burchardt et al., 2021).

Wegen der hohen Anforderungen an die Energiedichte kommen auch im Flugverkehr primär synthetische Kraftstoffe in Form von E-Kerosin als klimaneutrale Alternativen in Frage. Aufgrund der langen Lebensdauer von Flugzeugen (circa 25 Jahre) ist es notwendig, Kraftstoffe zu nutzen, die bestehenden Flugzeugkraftstoffen flexibel beigemischt werden können (Fehrenbach et al., 2021).

Tabelle 13: Nutzung von Wasserstoffderivaten im Flugverkehr

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ²¹	
				2030	2045
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
	Fischer Tropsch: 5 bisher nur Test- und Entwicklungsstandorte				

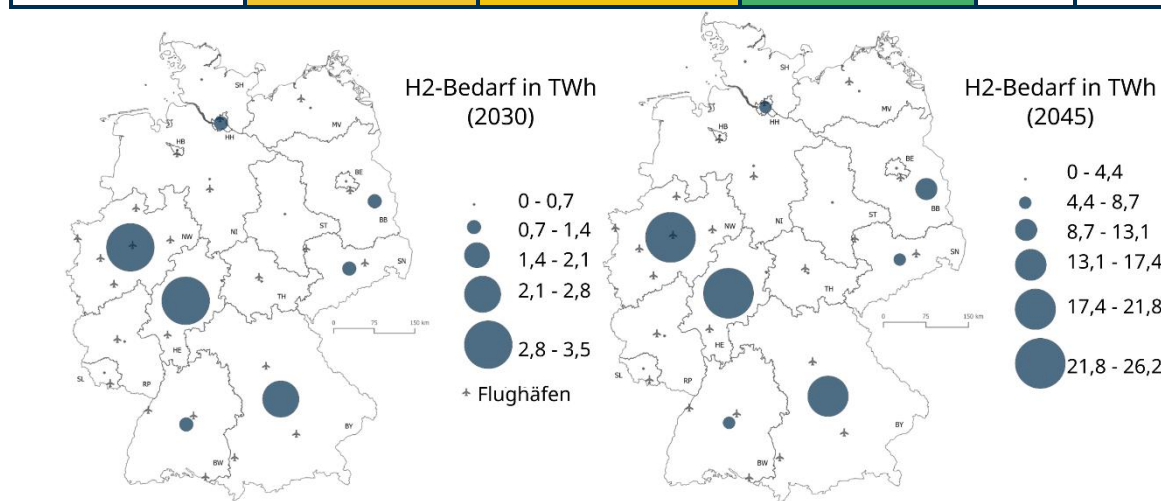


Abbildung 10: H₂-Bedarf des Flugverkehrs für 2030 (li) und 2045 (re)

²¹ Anteilige Bedarfsaufteilung nach Verkehrsleistung der dt. Hauptflughäfen (Destatis, 2022; Fehrenbach et al., 2021)

Durch die beschlossene E-Kerosin-Quote von zwei Prozent werden in Deutschland im Jahr 2030 etwa 200.000 t/a E-Kerosin benötigt (Forschungsnetzwerk Wasserstoff, 2022). Bei Flügen innerhalb der EU wird eine Beimischquote von 0,7 Prozent in 2030 angestrebt (Green Deal). Die für 2030 und 2045 erwarteten Bedarfsmengen an E-Fuel im Flugverkehr sind in Tabelle 13 dargestellt. Diese hohen Mengen stellen mehr als die Hälfte des gesamten Bedarfs im Verkehrssektor dar. Dieser beträgt 2030 circa 20 und 2045 circa 185 TWh.

3.2.3 Zwischenfazit Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor

Zusammenfassend wird deutlich: Die größten und vor allem nicht substituierbaren Bedarfe im Verkehrsbereich fallen im Flugverkehr und der Schifffahrt an. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um direkten H_2 -Bedarf, sondern um den nach H_2 -Derivaten, konkret E-Fuels. Vorteilhaft für den Hochlauf der deutschen Wasserstoffinfrastruktur ist hier, dass durch die Beimischbarkeit in fossile Kraftstoffe auch die Abnahme von reinem Wasserstoff für deren Herstellung langfristig sehr flexibel gestaltet werden und sich nach dem verfügbaren Angebot richten kann. Kurzfristig ist die technologische Reife für eine flexible Fahrweise von PtL-Anlagen jedoch noch nicht großflächig gegeben (Arnold et al., 2018). Es existieren bereits erste Pilotanlagen für große E-Fuel-Erzeugungsmengen, die flexible Fahrweisen zulassen (BMVU, 2023). Es kann außerdem die Gefahr bestehen, dass unerwünschte Lock-in-Effekte eintreten, wenn suggeriert wird, dass durch die Verfügbarkeit von E-Fuels keine Verhaltensänderung und Anpassung der Antriebstechnologien im Individualverkehr nötig sei. E-Fuels werden allerdings in einigen Bereichen (z.B. Langstrecken-Flugverkehr) durch das Fehlen von Alternativen auch im Zielsystem mit 100 Prozent erneuerbaren Energien notwendig sein. Anders sieht das bezüglich der Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels im Individualverkehr auf Straßen und Schienen aus. Besonders für Pkw bietet die Direktelektrifizierung eine kostengünstigere und vor allem viel effizientere Alternative. Der Bedarf für die direkte Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor wird insgesamt als gering eingeschätzt mit etwa 4 TWh im Jahr 2030 und circa 41 TWh 2045. Dieser Bedarf tritt bei Langstrecken und/oder besonders schweren Lasten auf. Dort nimmt die höhere Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben eine größere Rolle ein.

3.3 Gebäude

Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor ist aufgrund vieler effizienter Alternativen (insbesondere der Wärmepumpe) umstritten (Meyer et al., 2021). Grundsätzlich herrscht Einigkeit darüber, dass der Anteil an elektrischen Wärmepumpen stark zunehmen, während der Bedarf an Gas (vorwiegend Erdgas) abnehmen wird (Luderer et al., 2021a). Abbildung 11 zeigt den zu erwartenden H_2 -Bedarf im Gebäudesektor für die Jahre 2030 und 2045. Von

einer signifikanten H₂-Anwendung gehen nur extreme Wasserstoffszenarien aus, die eine Fokussierung auf Wasserstoff betrachten.

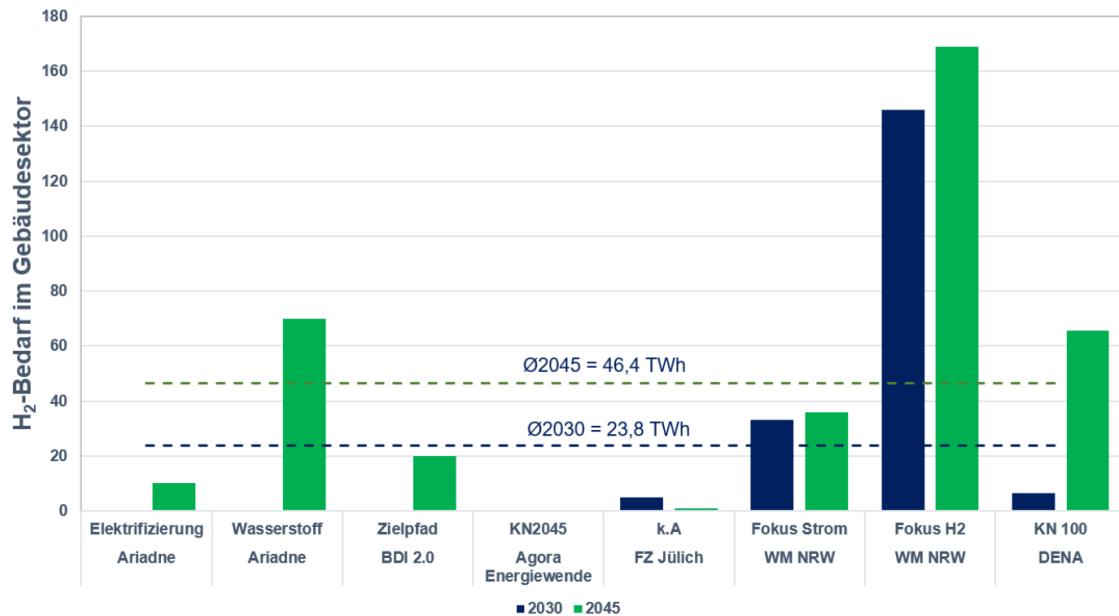


Abbildung 11: H₂-Bedarfe im Gebäudesektor nach verschiedenen Studien

Tabelle 14 zeigt die Verwertungsmöglichkeiten für Wasserstoff im Gebäudesektor. Die Einspeisung ins existierende Gasnetz bis zu einem Volumenanteil von 20 bis 30 Prozent eignet sich als kurzfristige Verwertungsmöglichkeit, ohne Notwendigkeit signifikanter technischer Anpassungen (Deutscher Bundestag & Wissenschaftliche Dienste, 2022). Diese Anwendungsmöglichkeit kann sich zudem günstig auf den Hochlauf einer Wasserstoffinfrastruktur auswirken (Pellegrini et al., 2020). Außerdem ermöglicht die Beimischung eine sehr flexible Wasserstoffproduktion. In den betrachteten Studien wird dieser Ansatz nur vom Forschungszentrum Jülich verfolgt: hier steigt der Anteil von Wasserstoff im Gebäudesektor bis 2030 auf wenige TWh an, verschwindet aber nahezu vollständig bis 2045 (Stolten, 2022). Daher wird für die Bedarfsschätzung für die Beimischung ins Erdgasnetz nur für 2030 eine Nutzung angenommen, die dem Durchschnitt der analysierten Studien entspricht. Dieser beträgt 23,8 TWh.

Sogenannte H₂-Kessel bieten langfristig eine Möglichkeit der direkten Wasserstoffnutzung im Gebäudesektor, setzen aber eine vollständig auf Wasserstoff ausgerichtete Transport- und Nutzungsinfrastruktur voraus, ähnlich dem bereits existierenden Gasnetz. H₂-Heizkessel sind dezentrale Brennstoffkessel (ähnlich wie die jetzigen Erdgaskessel), die nur mit Wasserstoff funktionieren. Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der angenommene Bedarf für 2030 über eine Beimischung ins Erdgasnetz stattfindet. In 2045 geht diese Studie von einer Nutzung in H₂-Kesseln aus. Der geschätzte Bedarf für 2045 ergibt sich aus dem Durchschnitt der Bedarfe der analysierten Studien und wird mit 46,4

TWh angenommen. Allerdings ist dieser Bedarf mit Vorsicht zu betrachten: Neuere Studien kommen immer häufiger zu dem Schluss, dass eine Verwendung von Wasserstoff im Gebäudesektor langfristig aufgrund von geringer Effizienz und hohen Kosten unwahrscheinlich ist (Korberg et al., 2023; Wachsmuth et al., 2022; Wundersee, 2023).

Tabelle 14: Möglichkeiten zur Wasserstoffverwertung im Gebäudesektor²²

Sektor	H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a	
					2030	2045
Gebäude	Beimischung ins Erdgasnetz	Gasleitungen bereits für H ₂ -Beimischung geeignet	Einspeisung ins Erdgasnetz ist flexibel, solange Gasdurchfluss hoch genug	Wärmepumpen deutlich effizienter, bereits kommerziell	23,8	0
	H ₂ -Heizkessel	TRL 5 -7: Untersuchung in Hinblick auf Praxistauglichkeit findet statt	Nur, wenn Gasheizkessel „H ₂ -ready“ sind. Bei konventioneller Gasheizung nicht gegeben	Wärmepumpen deutlich effizienter, bereits kommerziell	0	0

Reine H₂-Nutzung im Gebäudesektor konkurriert mit dem Hochlauf der Infrastruktur für Wärmepumpen – eine Maßnahme, die wissenschaftlich unumstritten ist (Korberg et al., 2023; Meyer et al., 2021; Öko-Institut und Fraunhofer ISE, 2022; Wachsmuth et al., 2022). Wärmepumpen sind zur dezentralen Versorgung von Gebäuden effizienter, technologisch ausgereift und in vielen Ländern bereits Standard. Bestimmte Fälle, wie zum Beispiel denkmalgeschützte Gebäude, können eine Ausnahme für eine langfristige Wasserstoffnutzung darstellen (Öko-Institut und Fraunhofer ISE, 2022). Die kurzfristige Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz sollte nicht zu einer Verschleppung des Wärmepumpen-Roll-outs führen, sondern lediglich als vorübergehende Maßnahme zur flexiblen Abnahme von grünem Wasserstoff angesehen werden. In aktuellen wissenschaftlichen Veröffentlichungen ist ein klarer Konsens und somit eine eindeutige Empfehlung für den klimaneutralen Gebäudesektor erkennbar: H₂-ready-Heizkessel sind zu ineffizient, zu teuer und vor allem werden die verfügbaren grünen Wasserstoffmengen in anderen Bereichen dringender gebraucht. Nämlich dort, wo sie nicht durch elektrische Alternativen ersetzt werden können (Meyer et al., 2021; Öko-Institut und Fraunhofer ISE, 2022; Wachsmuth et al., 2022; Wundersee, 2023).

²² basierend auf Durchschnittswerten (vgl. Abbildung 11). Annahme: Bedarfe für 2030 entstehen durch H₂-Beimischung ins Erdgasnetz, für 2045 durch H₂-Heizkessel.

3.4 Energiewirtschaft

Der zu erwartende Bedarf an Wasserstoff für den Sektor Energiewirtschaft hängt sehr stark davon ab, welche Subsektoren hier konkret einbezogen werden. In Stolten 2022 wird beispielsweise nur der Wasserstoffbedarf für die Rückverstromung betrachtet, weshalb der angegebene Bedarf für 2045 deutlich unter dem anderer Studien liegt (s. Abbildung 12). Weitere Studien betrachten im Energiewirtschaftssektor neben der Rückverstromung auch die Fernwärme (J. Burchardt et al., 2021; Lux et al., 2022; Prognos et al., 2021). Zwar ordnen einige Studien die Raffinerien der Energiewirtschaft zu, ein quantifizierter Wasserstoffbedarf der Mineralölraffinerien wird jedoch lediglich in Jens Burchardt u. a. 2021 betrachtet. Auch für diese Studie werden die Subsektoren Strom, Fernwärme und Raffinerien im Sektor Energiewirtschaft verortet und quantitativ sowie qualitativ bewertet.

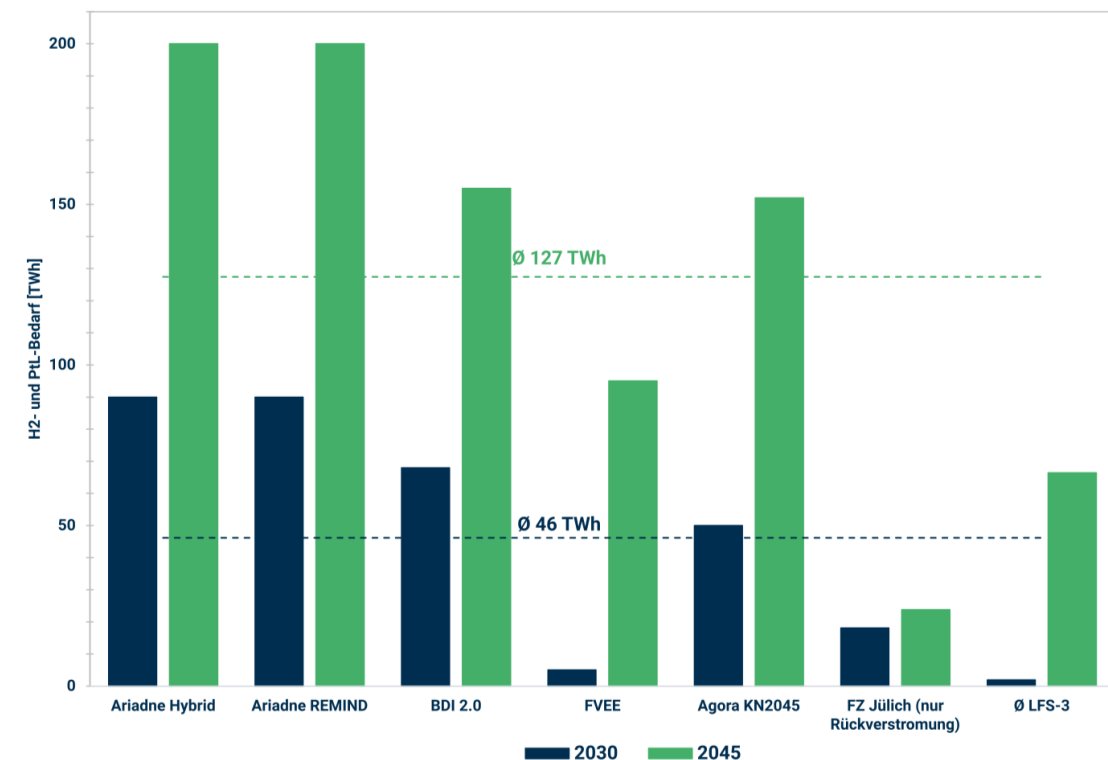


Abbildung 12: Studienvergleich H₂-Bedarf in der Energiewirtschaft

3.4.1 Strom

Autor*innen verschiedener Studien sowie der nationale Wasserstoffrat sind sich einig: Sowohl für die Stromerzeugung bei Dunkelflauten als auch zur Systemstabilisierung in Peak-Zeiten des Verbrauchs kann nicht auf Wasserstoff verzichtet werden. Hierfür werden sogenannte Peaker-, Sprinter- und Hybridkraftwerke in der NWS vorgesehen. Im konventionellen Energiesystem übernehmen dies Gas- und Dampfturbinenkraftwerke. Diese sollen neu nur noch so gebaut werden, dass sie zukünftig auch ausschließlich mit Wasserstoff betrieben

werden können (sog. H₂-ready-Kraftwerke). Laut dem Osterpaket zur Energiewende aus dem Jahr 2022 der aktuellen Bundesregierung müssen ab Juli 2023 alle genehmigten Gaskraftwerke, die eine Kapazität von zehn MW überschreiten, H₂-ready sein und damit nur durch geringe Mehrkosten auf 100 %-igen Wasserstoffbetrieb umstellbar sein (NWS, 2023). In den sogenannten Wasserstoffsprinterkraftwerken können Wasserstoff oder Ammoniak für die Rückverstromung eingesetzt werden. Hier sollen laut NWS 4,4 GW Zubau bis 2026 gefördert werden (NWS, 2023). Die gleiche Kapazitätsmenge soll bis 2028 an lokalen EE-Hybridkraftwerken gefördert werden, die im Unterschied zu den Sprinterkraftwerken ihren Wasserstoffbedarf direkt vor Ort durch eine Koppelung mit EE-Anlagen und H₂-Speichern erzeugen. Über die benötigten Kapazitäten und H₂-Bedarfe gibt es abweichende Informationen. So werden laut Prognos u. a. 2021 im Jahr 2045 sieben Prozent der Stromerzeugung durch H₂-betriebene Gaskraftwerke gedeckt, was einem H₂-Bedarf von etwa 106 TWh entspricht. Jens Burchardt u. a. 2021 stellt heraus, dass ein Zubau von mehr als 40 GW neuer H₂-ready Kraftwerke nötig sei, um 2030 die Kohleverstromung ersetzen zu können. Diese hätten dann einen Gesamtbedarf von 92 TWh Wasserstoff für Strom und Fernwärme zusammen. Gegenüber diesen recht hohen Mengen wird in Stolten, 2022 lediglich von 24 TWh Wasserstoff für Rückverstromung in Gasturbinen ausgegangen. Auch das BMWK schätzt in seinen neuen Langfristszenarien den Wasserstoffbedarf im Stromsektor moderat mit durchschnittlich etwa 46 TWh ein. Neben Wasserstoff existieren weitere Technologien, die eine Ausgleichsfunktion für das Stromnetz übernehmen können. Hierzu zählen Energiespeicher wie Batterien und Pumpspeicher oder Demand-Side-Management²³, also die Anpassung der Nachfrageseite an die fluktuierende EE-Erzeugung. Diese nicht H₂-basierten Flexibilitätsoptionen sollten möglichst bevorzugt werden, da sie deutlich effizienter sind und deshalb den Gesamtstromverbrauch und auch den H₂-Bedarf reduzieren können (Heider et al., 2021; Prognos et al., 2021). Um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden und dennoch einen realistischen H₂-Bedarf abzuschätzen, orientiert sich diese Studie an den Werten der Langfristszenarien des BMWK (siehe Tabelle 15). Dezentrale, lokale EE-Hybrid-Kraftwerke können als eine No-regret Anwendung betrachtet werden. Sie können sowohl durch den Betrieb von Elektrolyseuren die Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen vermindern, durch H₂-Speicherung einen saisonalen Energieshift ermöglichen und zur Deckung der Spitzenlasten beitragen. So stellen diese Kraftwerke einen immensen Nutzen für die Systemstabilität dar.

²³ Insbesondere Demand-Side-Management könnte ein großer Hebel für das Ausgleichen von Peaks sein. Sie wird jedoch häufig in Studien aus Komplexitätsgründen nicht quantifiziert.

Tabelle 15: H₂-Verwertung für Rückverstromung

H ₂ -Technologie	TRL: Einsatz von H ₂ (Stand 2022)	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ²⁴	
				2030	2045
Wasserstoff- gasturbinen	unter 100 MW bereits erhältlich (TRL 9), ab 2030 tendenziell alle Turbinengrößen (TRL 7-8)	10 % Beimischung schon jetzt möglich, mit zukünftigen H ₂ -ready Kraftwerken bis zu 100 %.	Es existieren viele direktelektrische Al- ternativen, die je- doch durch H ₂ -Tur- binen ergänzt wer- den müssen.	45	106

3.4.2 Fernwärme

Ähnlich wie beim H₂-Bedarf für die Rückverstromung gehen die Studien von unterschiedlich großen Bedarfsmengen für die Fernwärme aus. Grund dafür könnte sein, dass die Wärmemengen der Fernwärmeerzeugung nicht direkt mit benötigten Mengen an Wasserstoff korrelieren, da sie auch über Strom und Industrieabwärme gedeckt werden kann. Prognos et al., 2021 prognostizieren zum Beispiel, dass in 2045 etwa ein Drittel der Fernwärme über Strom durch Großwärmepumpen bereitgestellt werden kann, ein Viertel über Wasserstoffverbrennung und der Rest über Industrieabwärme. Dementgegen wird beispielsweise in Katja Purr et al., 2019 gar kein H₂-Bedarf für Kraft-Wärme-Koppelung (KWK)-Anlagen gesehen, da diese so modernisiert werden sollen, dass sie über Großwärmepumpen und Solarthermie betrieben werden können. Andere Studien wie Luderer et al., 2021b; Stolten, 2022 quantifizieren den Wasserstoffbedarf für die Bereitstellung von Fernwärme nicht explizit, sondern geben an, dass Fernwärme knapp 15 Prozent der Raumwärme in Deutschland ausmache. In dieser Studie werden die gefundenen Mengenangaben auf KWK-Anlagen bezogen und fallen deshalb vergleichsweise gering aus (siehe Tabelle 16), da auch die NWS den H₂-Bedarf für Fernwärme hauptsächlich in stromgeführten KWK-Anlagen sieht (NWS, 2023; Prognos et al., 2021). Die zusätzlich nutzbaren Wärmemengen aus Industrieprozessen haben einen Wasserstoffbedarf, werden aber bereits im Industriekapitel einbezogen und deshalb hier ausgenommen.

²⁴ Bedarfsmengen nach Durchschnitt aus den Langfristszenarien T45 (Sensfuß, 2022)

Tabelle 16: H₂-Verwertung für Fernwärmeerzeugung

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ²⁵	
				2030	2045
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

3.4.3 Raffinerien

Einigkeit herrscht in den verglichenen Studien darüber, dass durch die Abkehr von fossilen Mineralölprodukten zwischen 2030 und 2045 / 2050, die benötigte Kapazität der Raffinerien stark zurückgehen wird (J. Burchardt et al., 2021; Luderer et al., 2021b; Prognos et al., 2021; Wietschel, Zheng, et al., 2021). Dies bezieht sich sowohl auf die energetische Verwendung als auch auf die Nachfrage der chemischen Industrie nach beispielsweise Naphtha, Petrolkoks oder Bitumen. Die Nachfrage nach den nicht-energetischen Raffinerieprodukten wird vermutlich nicht komplett zum Erliegen kommen. Diese deutlich geringeren Bedarfe an nicht-energetischen Raffinerieprodukten lassen sich jedoch größtenteils substituieren. So kann Petrolkoks auch aus biogenen Stoffen, Naphtha über das Fischer-Tropsch-Verfahren und Bitumen für den Straßenbau aus Recycling alter Straßenoberflächen hergestellt werden. Für 2030 wird der H₂-Bedarf in den Raffinerien auf etwa acht TWh sinken (Agora Energiewende & Wuppertal Institut, 2020; J. Burchardt et al., 2021). Den vorerst nicht anders zu deckenden H₂-Bedarf für 2050 der Raffinerie setzen Martin Wietschel et al (2021) mit 22 TWh an. Dieser muss spätestens ab 2045 dennoch klimaneutral gedeckt werden. Im zukünftigen Energiesystem werden die Raffinerien also eine verschwindend geringe Rolle in Bezug auf den H₂-Bedarf einnehmen. Für den Hochlauf der klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft eignen sie sich hingegen sehr gut, weil dort ohne nötige Umrüstungen direkt grüner Wasserstoff dem aktuell grauen beigemischt werden und diesen später ersetzen kann.

²⁵ Bedarfsmengen nach Durchschnitt aus den Langfristszenarien T45 (Sensfuß, 2022)

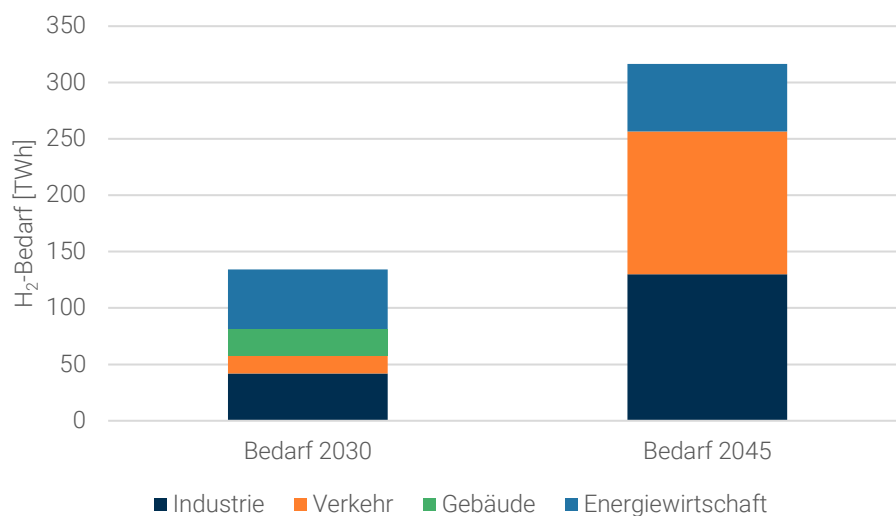
Tabelle 17: H₂-Verwertung in Raffinerien

H ₂ -Technologie	Technologische Verfügbarkeit	Flexibilität/ Beimischbarkeit von Wasserstoff	Fehlen von Alternativen	Bedarf in TWh/a ²⁶	
				2030	2045
Hydrotreating: Wasserstoff zur Entschwefelung von Rohölprodukten	TRL 9 - bereits heute kommerziell	Kontinuierlicher Prozess, aber keine technischen Limitierungen bekannt.	Keine Substituierbarkeit bekannt	8	22
Nebenprodukte aus Koppelproduktion: Bitumen, Petrolkoks, Naphtha	TRL 9 - bereits heute kommerziell	Aufgrund existierender H ₂ -Infrastruktur mit grauem H ₂ , ist Beimischung hier problemlos möglich.	bis auf Bitumen, alles auch biogen / grün herstellbar		

3.5 Aggregierter Bedarf an Wasserstoff in Deutschland

Die vorangegangenen Unterkapitel beinhalten die prognostizierten Bedarfsmengen für grünen Wasserstoff aus den gängigsten großen Studien für ein sektorenübergreifendes, erneuerbares Energiesystem. Für die Entwicklung sinnvoller H₂-Verwertungspfade dient die Bewertungsmatrix in Tabelle 3. Für das Szenario der Transition zum erneuerbaren Energiesystem im Jahr 2030 sind die Kriterien Technologieverfügbarkeit und flexible H₂-Einsatzmengen entscheidend. Für das Zielszenario im Jahr 2045 hingegen sollte der ausschließlich grün erzeugte Wasserstoff nur in den Bereichen eingesetzt werden, in denen keine direkt-elektrischen Alternativen oder andere Substitutionsmöglichkeiten existieren. Abbildung 13 zeigt die nach diesen Kriterien bestimmten H₂-Bedarfe. Für 2030 ergibt sich damit ein H₂-Bedarf von knapp 135 TWh und für 2045 von 316 TWh. Eine ausführliche Auflistung der einzelnen Bedarfe für die Subsektoren ist im Anhang in Tabelle 21 dargestellt.

²⁶ Bedarfsangaben aus (J. Burchardt et al., 2021)

**Abbildung 13: Gesamt H₂-Bedarf nach eigener Bewertungsmatrix**

Die durchgeführte Analyse lässt Rückschlüsse über kurzfristig auftretende Bedarfe von grünem Wasserstoff zu. Aufgrund der gemittelten H₂-Bedarfe aus verschiedenen Studien ist bereits im Jahr 2030 für jeden Sektor mit geringen bis mittleren Mengen an Wasserstoffbedarf zu rechnen. Soll grüner Wasserstoff vorwiegend systemdienlich genutzt werden (beispielsweise, um Abregelung von EE-Anlagen zu verhindern), bieten sich Abnehmer an, die entweder einer existierenden Anwendung grünen Wasserstoff beimischen oder ihre H₂-Nachfrage so gestalten können, dass sie flexibel auf ein sich änderndes Angebot an grünem Wasserstoff reagieren können. Mit einer systemdienlichen Nutzung von Wasserstoff sind viele Vorteile verbunden: Dazu gehören beispielsweise eine Verringerung von Netzausbaukosten und die Förderung von dezentralen Verwertungsstrukturen (Schalling et al., 2022).

Aus der Analyse in diesem Kapitel ergeben sich viele mögliche Abnehmer: verschiedene Industriestandorte (insbesondere die Grundstoffchemie), Mineralölraffinerien, die Beimischung von grünem Wasserstoff ins Erdgasnetz, die Beimischung von synthetischen Kraftstoffen im Flugverkehr und in der Schifffahrt sowie unter bestimmten Umständen in der Stahl-, Glas- und Papierproduktion. Die Chemieindustrie bietet sich für die frühzeitige Abnahme von grünem Wasserstoff an, da hier wenig technische Anpassungen notwendig sind. Besonders bei der Papierindustrie besteht ein Konflikt zwischen der möglichen Abnahme von grünem Wasserstoff (aufgrund hoher Flexibilität in der Papierproduktion) und der hohen Substituierbarkeit von Wasserstoff (durch Biomasse und direktelektrische Alternativen). Ob sich eine solche Anwendung eignet, kann hier nicht abschließend geklärt werden. Ein ähnlicher Konflikt bezüglich hohem Flexibilitätspotential und damit frühzeitiger Einsetzbarkeit und der Gefahr von ungewünschten Lock-in-Effekten besteht im Gebäudesektor. Laut einer Studie zur Dekarbonisierung des Wärmesektors in Hamburg bieten Wärmepumpen eine sehr effiziente Form der individuellen Wärmeversorgung. Es werden jedoch auch Bedenken

geäußert, dass die Stromnetze nicht in der Lage sein könnten, die zusätzlichen Lasten zu bedienen, die sich aus einer hohen Verbreitung von Wärmepumpen ergeben (Roben et al., 2022). In einer Kostenanalyse unter Berücksichtigung der zusätzlichen Stromnetzlasten erweist sich die Wärmepumpe zudem als kostengünstigere Alternativ zur gasförmigen Wärmebereitstellung (Roben et al., 2022). Eine weitere Studie zur technisch-ökonomischen Bewertung der strompreisgesteuerten Wärmeerzeugung in einem deutschen Fernwärmesystem kommt zu dem Ergebnis, dass Großwärmepumpen eine wichtige Technologie sind, die in zukünftigen intelligenten Energiesystemen Fernwärmesysteme mit dem Stromsektor verbinden wird (Trabert et al., 2021).

Für die Anwendung im Flugverkehr und in der Schifffahrt ist zu beachten, dass Wasserstoff zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen verwendet wird. Damit Wasserstoff hier flexibel abgenommen werden kann, ist eine moderne Power-to-X-Raffinerie notwendig, die aus grünem Wasserstoff Ammoniak, Methanol oder synthetisches Kerosin herstellt. Die aktuellen Prozesse zur Herstellung dieser oder ähnlicher Produkte sind als kontinuierliche Prozesse ausgelegt. Das kann die Abnahme von flexibel erzeugtem Wasserstoff erschweren, sofern die Produktionsstandorte nicht in der Nähe von Salzkavernen oder anderen Speichermöglichkeiten gelegen sind. Tanks als Speicher würden allerdings mit zunehmender Größe erhebliche, zusätzliche Kosten verursachen.

Aus diesen Überlegungen erweisen sich für die Übergangszeit und das Zielsystem unterschiedliche H₂-Einsatzpfade als sinnvoll. Für 2030 stehen die Kriterien der Flexibilität und technologischen Verfügbarkeit im Vordergrund, da die Energiewende und das Gesamtsystem zu diesem Zeitpunkt noch deutlich stärker auf eine flexible Versorgung der Wasserstoffbedarfe angewiesen sind. Im Jahr 2045 hingegen soll der grüne Wasserstoff dann nur noch dort verwendet werden, wo keine direktelektrischen Alternativen existieren. Diese Wertungspfade sind in Abbildung 14 dargestellt.

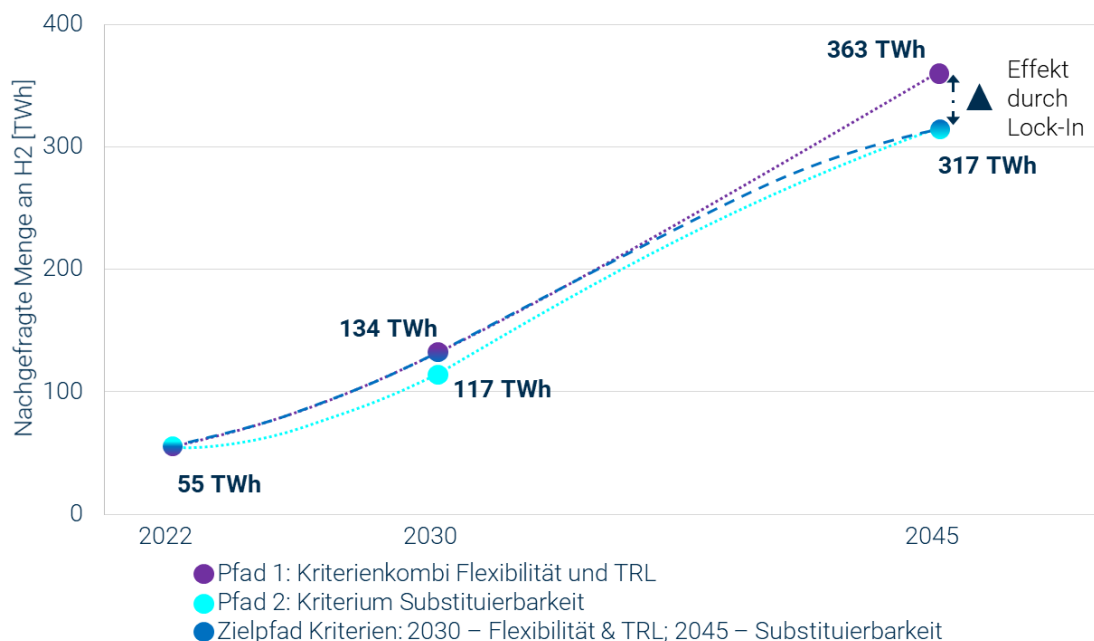


Abbildung 14: H₂-Bedarfe nach sinnvollen Verwertungspfaden (eigene Einschätzung)

Kurz- und langfristige Möglichkeiten zur Anwendung von grünem Wasserstoff müssen nicht zwangsläufig identisch sein. Überschneidungen sind von großem Vorteil, um unerwünschte Lock-in-Effekte zu verhindern. Die Grundstoffchemie kann bereits frühzeitig ein No-regret Abnehmer von grünem Wasserstoff sein und hat bereits bestehende H₂-Infrastrukturen. Dafür muss es gelingen, den flexibel erzeugten, grünen Wasserstoff in die Produktion zu integrieren, ohne die Produktionskosten dabei wesentlich zu erhöhen. Die Stahlindustrie steht vor der Herausforderung eines technisch aufwendigen und kapitalintensiven Prozesswechsels, um Wasserstoff nutzen zu können. Langfristig wird sie aber ein substanzieller Abnehmer von Wasserstoff werden. Aufgrund der notwendigen Prozessanpassungen ist der frühzeitige, flexible Einsatz von Wasserstoff in der Stahlindustrie schwieriger, jedoch nicht ausgeschlossen. Auch für die Rückverstromung in Spitzenlastzeiten kann grüner Wasserstoff flexibel durch Beimischung in Gas- und Dampf-Turbinen eingesetzt werden, da hier auch langfristig Wasserstoff zum Einsatz kommen wird (vgl. Kapitel 3.4.1).

Bei der Nutzung von Wasserstoff besteht dann die Gefahr von Lock-in-Effekten, wenn der Einsatz von Wasserstoff in nicht-substituierbaren Anwendungen zu einer Verschleppung der notwendigen Transformationen bzw. Umrüstung führt. Die kurzfristige Einspeisung von grünem Wasserstoff ins Erdgasnetz ermöglicht zwar die flexible Produktion von Wasserstoff und kann den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur beschleunigen. Sie darf aber nicht dazu führen, dass die Umstellung hin zur sehr effizienten, dezentralen Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen blockiert wird (Öko-Institut und Fraunhofer ISE, 2022). Für weitere Industriezweige konkurriert die H₂-Nutzung stark mit direktelektrischen Alternativen.

Sollte sich eine kurzfristige Abnahme von grünem Wasserstoff unter systemdienlichen Aspekten als sinnvoll erweisen, ist darauf zu achten, dass die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff durch Lock-in-Effekte nicht steigt. Hier sollte ein rechtzeitiger Umstieg auf effizientere Alternativen stattfinden. Auch hier werden politische und volkswirtschaftliche Lenkungsmaßnahmen nötig sein, um den Übergang von Verwertungspfad 1 zum Zielpfad zu erreichen.

4. Wie passen Bedarfe und Erzeugung zusammen?

Abschließend wird verglichen, wie die geschätzten Gesamtbedarfe mit den künftig verfügbaren Mengen an grünem Wasserstoff zusammenpassen und in welchen Sektoren er eingesetzt werden kann. Abbildung 15 zeigt, dass die Studienlage von stark unterschiedlichen Bedarfen ausgeht, die durch inländische Erzeugung (hier sowohl grau als auch grün) oder aber durch Importe gedeckt werden kann.

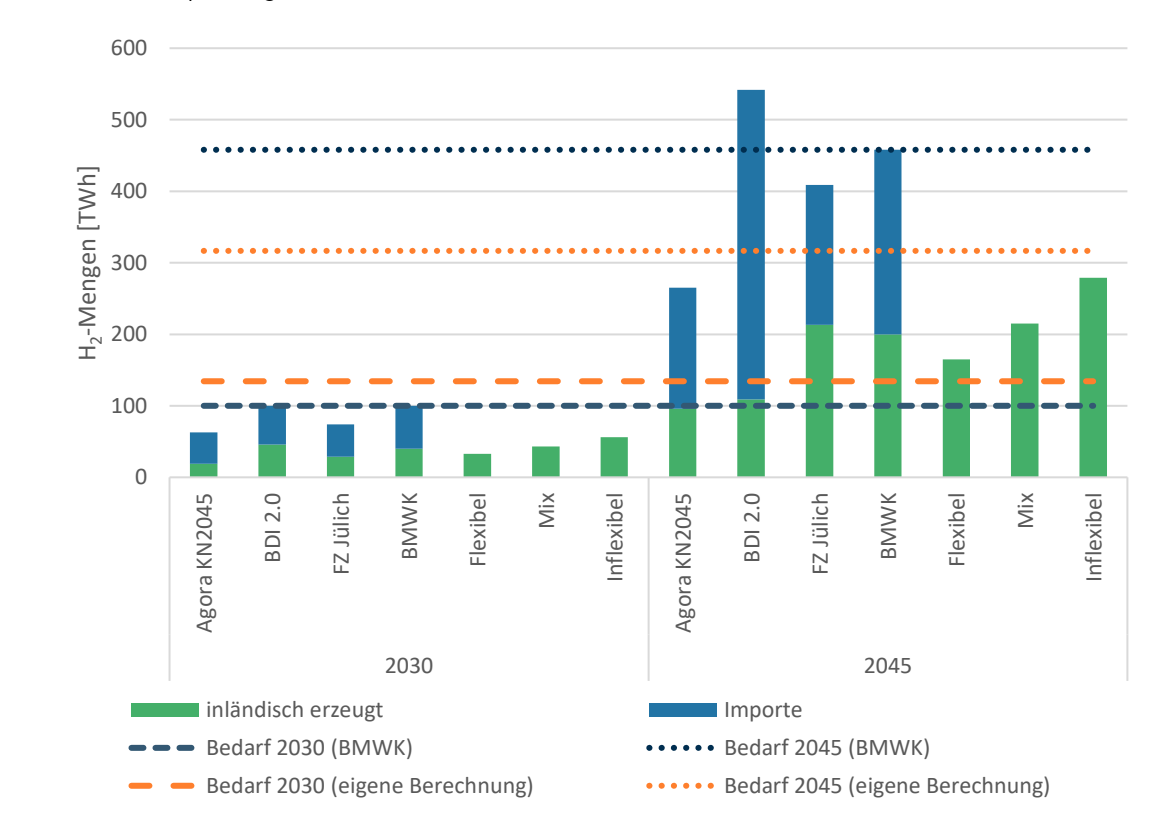


Abbildung 15: H₂-Mengen des BMWK sowie der in der Studie berechneten Szenarien für inländische Erzeugung 2030 und 2045

Um die in Kapitel 3 ermittelten Wasserstoffbedarfe von insgesamt etwa 134 TWh im Jahr 2030 und 316 TWh im Jahr 2045 mit inländischer Erzeugung decken zu können, wären 50 beziehungsweise 117 GW an installierten Elektrolysekapazitäten nötig²⁷. Geplant sind in

²⁷ Annahme von 4000 Volllaststunden und einem Elektrolyseurwirkungsgrad von 0,66.

Deutschland nur zehn GW für das Jahr 2030 und 50 GW für 2045 (NEP Strom 2037/2045, 2023; NWS, 2023; Prognos et al., 2021).

Gleichzeitig wurde in Kapitel 2 diskutiert, dass für den geplanten Hochlauf der inländischen, grünen Wasserstofferzeugung große Mengen an EE-Strom benötigt werden – für die zehn GW installierter Elektrolyseleistung sind das etwa 50 bis 84 TWh. Diese Strommenge entspricht 9 bis 15 Prozent der vom BMWK prognostizierten, mit EE erzeugten Strom-Mengen im Jahr 2030²⁸. Werden die Ausbauziele für EE nicht erreicht, dann steigt dieser Anteil auf 10 bis 18 Prozent. Das wäre der Fall, wenn beispielsweise vergangene Ausbauraten zu Grunde gelegt werden, um die installierte Kapazität für 2030 zu ermitteln.

Das kann zu unterschiedlichen Effekten beziehungsweise Implikationen führen:

1. Die Wasserstofferzeugung führt zu einer höheren Stromnachfrage als mit EE-Strom gedeckt werden kann. Fossile Kraftwerke decken den zusätzlichen Strombedarf und führen zu Mehremissionen im Stromsystem.
2. Die inländische, grüne Wasserstoffproduktion wird reduziert und der Bedarf durch mehr grauen oder blauen Wasserstoff gedeckt. So entstehen Mehremissionen bei der Wasserstofferzeugung.
3. Die inländische, grüne Wasserstoffproduktion wird reduziert und es wird mehr grüner Wasserstoff importiert. Die Emissionen steigen durch weite Transportwege leicht an. Diese Strategie ist in hohem Maße von international verfügbaren Infrastrukturen und Lieferketten abhängig.
4. Die Nachfrage nach Wasserstoff wird gesenkt.

Darüber hinaus gibt es eine weitere Herausforderung für die inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff: Wie in Kapitel 2 erläutert, ist die erzeugte Menge nicht fix, sondern abhängig von den Volllaststunden, mit der ein Elektrolyseur betrieben wird. Hohe Volllaststunden führen zu hohen H₂-Erzeugungsmengen – aber auch zu Mehremissionen im Stromsystem. Solange das deutsche Stromsystem nicht komplett auf EE basiert, sorgen zusätzliche Lasten in Stunden mit geringem EE-Anteil im Strommix dazu, dass fossile Kraftwerke diese Lasten ausgleichen und damit Mehremissionen verursachen. Auch wenn das deutsche Energiesystem bereits auf 100% Erneuerbare umgestellt ist, führt sehr inflexible H₂-Erzeugung zu mehr Emissionen, da zu Spitzenlastzeiten u.a. importierter Wasserstoff für die inländische Erzeugung verbrannt werden muss. Entsprechend ist die Fahrweise des Elektrolyseurs entscheidend dafür, welche Gesamtemissionen entstehen.

Um die Effekte dieser Implikationen auf die Emissionen abschätzen zu können, werden in diesem Kapitel Erzeugungsszenarien entwickelt, mit den H₂-Bedarfen verschnitten und die

²⁸ Prognose wie in Kapitel 2.1, entsprechend des Hochlauffrends für EE (siehe Abbildung 1).

resultierenden CO₂-Emissionen und Kosten ermittelt. Hierbei wird speziell untersucht, welchen Einfluss flexible Elektrolyseure kurzfristig auf die Kosten und Emissionen der Wasserstoffproduktion haben. Zudem wird dargestellt, wie sich die Nutzung von alternativen Möglichkeiten zur Erzeugung und Beschaffung von Wasserstoff (grauer Wasserstoff, blauer Wasserstoff und Import von grünem Wasserstoff) auf die Kosten und Emissionen auswirken. Basis der Berechnung ist der in Kapitel 3 ermittelte sektorenübergreifende Wasserstoffbedarf sowie das in Kapitel 2 ermittelte Angebot von Elektrolyseur-Wasserstoff in Deutschland.

4.1 Annahmen

Im Folgenden werden die wesentlichen Annahmen für die Berechnung der Szenarien erläutert. Die wichtigsten Punkte sind hierbei die Kosten, Volllaststunden (Fahrweise) und die spezifischen Emissionen. Es wird davon ausgegangen, dass der H₂-Bedarf gedeckt werden muss, im ungünstigsten Fall mit grauem Wasserstoff²⁹. Des Weiteren wird angenommen, dass der inländische, grüne Wasserstoff mit Elektrolyseuren verschiedener Fahrweise produziert wird. Diese kann variieren zwischen vorwiegend flexibel, ausgewogen sowie vorwiegend inflexibel (siehe Tabelle 18). Repräsentiert werden diese über verschiedene Volllaststunden der Elektrolyseure, für die jeweils die spezifischen Emissionen sowie Wasserstoffgestehungskosten ermittelt werden.

Tabelle 18: Annahmen zur Fahrweise von Elektrolyseuren

VLh	Beschreibung
1500	Vorwiegend flexibel gefahrener Elektrolyseur, der auf EE-Erzeugung reagiert und Abregelung verhindert ³⁰ .
3500	Teilweise flexibler Betrieb möglich, (teilweiser) Bezug von Netzstrom als Option.
8000	Elektrolyseure laufen auf Volllast. Keine flexible Fahrweise möglich, Netzanschluss zwingend notwendig. Abschaltung nur zu Wartungszwecken

²⁹ Implizit wird dadurch von einer Erhaltung bestehender Infrastrukturen und Industrien ausgegangen. Prognosen stellen für den H₂-Bedarf die Transformationspfade von bestehenden Strukturen ausgehend dar.

³⁰ Elektrolyseure dieser Art werden oft mit eigenen EE-Anlagen und teils ohne Netzanschluss betrieben. Für das Gesamtsystem wird hier trotzdem von CO₂-Emissionen bei einem Netzanschluss ausgegangen. Zum einen, weil nicht ausgeschlossen werden kann, dass Elektrolyseure ans Netz angeschlossen sind. Zum anderen wird von einer Opportunität ausgegangen: Die CO₂-Intensität ist davon abhängig, wie viel EE-Strom im Vergleich zu fossilem Strom im Netz ist. Würde der EE-Strom des Elektrolyseurs statt in die Elektrolyse ins Stromnetz eingespeist, würde die CO₂-Intensität sinken. Damit stehen auch Elektrolyseure, die nicht am Netz angeschlossen sind, indirekt in Beziehung zur CO₂-Intensität des Strommixes. Dies ist eine konservative Annahme. Durch fehlenden Netzausbau und Stromspeicheroptionen gibt es real weniger Emissionen durch solch flexible Elektrolyseure.

Derzeit ist die Produktion von grünem Wasserstoff substanziell teurer als fossile Alternativen³¹ (E-Bridge, 2023). Durch eine steigende CO₂-Bepreisung, den technologischen Fortschritt bei der Entwicklung von Elektrolyseuren sowie die sinkenden Kosten für EE ist davon auszugehen, dass die Produktion von grünem Wasserstoff langfristig ökonomischer ist als Wasserstoff aus fossiler Produktion³² (Odenweller et al., 2022). Abbildung 24 im Anhang zeigt die zu erwartende Kostenentwicklung für verschiedene Technologien zur Wasserstoffherzeugung³³.

Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff sind abhängig von den Investitionskosten, den fixen Betriebskosten, den variablen Betriebskosten (Strompreis) sowie den Volllaststunden, mit denen ein Elektrolyseur gefahren wird. Ausgangspunkt für die Kostenannahmen dieser Studie ist die detaillierte Betrachtung der Untersuchung von Bukold, wobei die dort dargestellten Wasserstoffgestehungskosten für eine Volllaststundenzahl von 4000 VLh ermittelt wurden (Bukold, 2020).

Die Emissionen für verschiedene Arten der Wasserstoffproduktion werden aus unterschiedlichen Quellen erhoben. Die Werte für blauen und grauen Wasserstoff stammen aus den Untersuchungen von Bukold, wobei hier die Vorkettenemissionen für blauen Wasserstoff berücksichtigt wurden (Bukold, 2020). Für importierten, grünen Wasserstoff wird eine Emissionsintensität von 0,09 t_{CO₂-Äq}/MWh_{H₂} angenommen³⁴ (Europäische Kommission, 2021).

Die Emissionen für Elektrolyse-Wasserstoff im Jahr 2030 stammen aus den Daten des Agorameters für die CO₂-Intensität des Strommixes im Jahr 2021 in Abhängigkeit verschiedener VLh. Sie sind für die Wasserstoffelektrolyse unter Berücksichtigung der Effizienz des Elektrolyseurs³⁵ sowie durch eine Reduktion der Emissionsintensität im Strommix angepasst³⁶. Diese Reduktion wird für folgende zwei Fälle betrachtet:

³¹ Der Hydex-Index wertet Daten der Strom-, Gas- und CO₂-Preise aus, um die Grenzkosten der H₂-Erzeugung zu ermitteln. Zwischen Mai und August 2023 war grüner Wasserstoff laut Hydex-Index mehr als 60% teurer als fossil erzeugter Wasserstoff. Die Preisschwankungen sind beim grünen Wasserstoff jedoch wesentlich ausgeprägter als bei grauem und blauem Wasserstoff. An wenigen Tagen kann grüner Wasserstoff auch günstiger erzeugt werden als grauer.

³² Wann genau die Preisparität zwischen grünem und grauem Wasserstoff in Deutschland erreicht wird, ist unklar. Dies ist im hohen Maße von der Entwicklung des CO₂-Preises sowie der Stromkosten abhängig.

³³ Die für diese Studie erhobenen Daten stammen aus dem Jahr 2020 und können durch neuere Entwicklungen bereits als zu konservativ eingeschätzt werden. Abweichungen von der grundsätzlichen Tendenz der steigenden Kosten für grauen und blauen Wasserstoffs sowie die sinkenden Kosten für grünen Wasserstoff sind jedoch nicht zu erwarten (Vartiainen et al., 2022).

³⁴ Je nach Importweg können die Emissionen unterschiedlich hoch sein. Für Wasserstoff aus Windenergie werden nach (Kolb et al., 2022) zwischen 1,5 und 2,5 CO₂-Äq/t H₂, für Wasserstoff aus PV sogar 3,8 bis 4 CO₂-Äq/t H₂ an Emissionen frei. Für diese Studie werden THG-Emissionen von 3 t CO₂-Äq/t H₂ angenommen (Europäische Kommission, 2021).

³⁵ Mit einer angenommenen Effizienz von 66 %

³⁶ Es wird vereinfachend angenommen, dass die Emissionsreduktion des deutschen Strommixes indirekt proportional zum Verhältnis des EE-Anteils am Strommix ist.

Fall 1: Zielerreichung Ausbauziele des BMWK:

Im Jahr 2030 sind 360 GW EE-Kapazität installiert (BMWK, 2022a). Mit dieser Kapazität könnten 560 TWh EE-Strom erzeugt werden, was bilanziell einem Anteil von etwa 89 Prozent am deutschen Gesamtstrombedarf ausmacht. Im Jahr 2021 betrug dieser Anteil etwa 41 Prozent (s. Abbildung 16). In diesem Fall liegt die Reduktion der Emissionsintensität zwischen 2021 und 2030 bei 48 Prozentpunkten.

Fall 2: Zielverfehlung der Ausbauziele des BMWK

Ausgangspunkt ist weiterhin das Jahr 2021 mit einem EE-Anteil von 41 Prozent am deutschen Strommix. Für den Fall der Zielverfehlung wird konservativer – aber immer noch ambitioniert – angenommen, dass die EE-Zubauraten jedes Jahr so hoch sind, wie sie historisch maximal erreicht wurden. Im Jahr 2030 wären damit 250 GW an installierter Leistung vorhanden, und es würden 480 TWh EE-Strom erzeugt. Das entspräche 77 Prozent des deutschen Gesamtstrombedarfs und einer Reduktion der Emissionsintensität von 36 Prozentpunkten.

Davon ausgehend wurde die Emissionsintensität für Elektrolyse-Wasserstoff angepasst (siehe Tabelle 23 und Abbildung 16). Bei niedrigen Volllaststunden wird davon ausgegangen, dass der Elektrolyseur die preisgünstigsten Stunden des Jahres nutzt, um Wasserstoff zu erzeugen. Da die Stromerzeugung aus EE-Anlagen günstiger ist als die aus fossilen Kraftwerken, sind bei geringen Stromkosten auch mehr günstige – meist erneuerbare – Stromerzeugungsanlagen im Strommix. Entsprechend ist die Emissionsintensität niedrig. Im Jahr 2021 liegt sie bei 1.500 VLh bei 0,43 tCO₂Äq/MWh und im Jahr 2030 bei gleichen Volllaststunden bei 0,22 bis 0,27 tCO₂Äq/MWh. Je höher die Volllaststunden des Elektrolyseurs sind, desto mehr Stunden gibt es, in denen die Stromerzeugung nicht komplett erneuerbar ist. Der Strompreis ist zu diesen Stunden höher und die Emissionsintensität nimmt zu, da auch fossile Kraftwerke ans Netz gehen³⁷. So beläuft sich die Emissionsintensität bei 8.000 VLh im Jahr 2021 auf 12,92 tCO₂Äq/MWh und im Jahr 2030 auf 0,62 bis 0,32 tCO₂Äq/MWh. Die deutlichen Unterschiede im Jahr 2021 machen zudem deutlich, wie relevant eine flexible Produktion und Bedarfsversorgung von Wasserstoff insbesondere in den nächsten Jahren ist.

Bei höheren Volllaststunden des Elektrolyseurs und bei niedrigen Erneuerbaren-Anteilen steigt die Emissionsintensität des Wasserstoffs also zum Teil drastisch (Schlund & Theile, 2022).

³⁷ Dem Merit-Order-Prinzip folgend, kommt der Strom mit niedrigen Gestehungskosten zuerst ins Netz. Da Strom aus EE-Anlagen günstiger ist als Strom aus fossilen Kraftwerken, ist der Strom dann besonders günstig, wenn viel erneuerbarer Strom eingespeist wird. (Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestags, 2022)

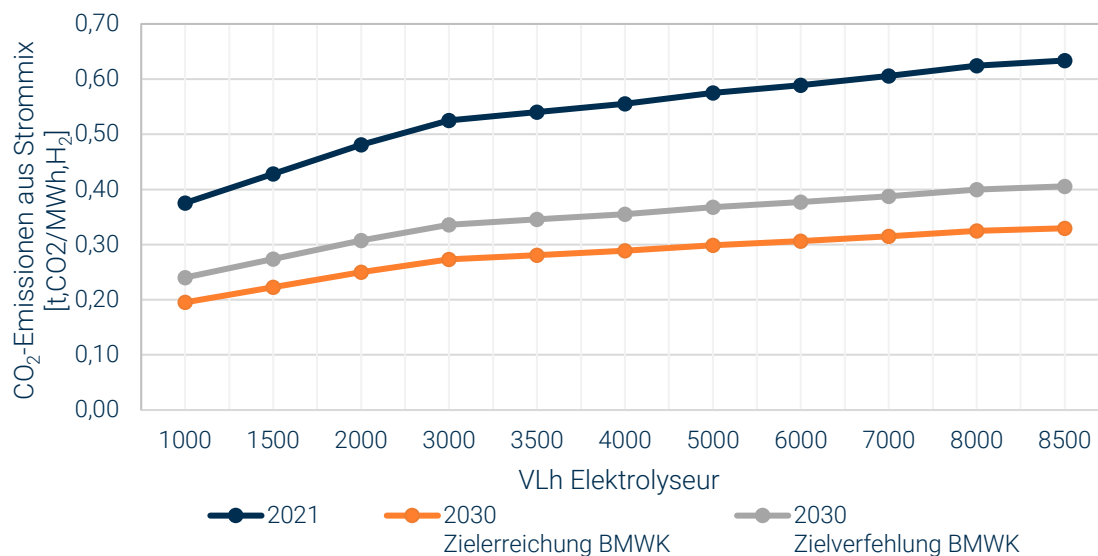


Abbildung 16: CO₂-Emissionen in Abhängigkeit von Elektrolyseur-Volllaststunden und EE-Ausbau. Eigene Darstellung auf Basis von (Agora Energiewende, 2022)

Für das Jahr 2045 wird davon ausgegangen, dass es weiterhin Restemissionen für die Erzeugung des grünen Wasserstoffs aufgrund von Vorkettenemissionen (wie z.B. Bau von EE-Anlagen und Elektrolyseuren) gibt und dass diese bei 0,026 tCO₂-Äq pro MWh Wasserstoff liegen (Bukold, 2020). Die Emissionen des importierten grünen Wasserstoffs bleiben weiterhin bei 0,09 tCO₂-Äq pro MWh Wasserstoff. Auch in einem komplett erneuerbaren Stromsystem entstehen CO₂-Emissionen, wenn die Vorketten mitbetrachtet werden. Diese Effekte sind in dieser vereinfachten Darstellung aber nicht quantifiziert.

4.2 Szenarien und Berechnung

Es werden drei Szenarien anhand der unterschiedlichen Fahrweisen der Elektrolyseure entwickelt. In diesen Szenarien wird untersucht, welchen Einfluss die Fahrweise eines Elektrolyseurs auf die Kosten und Emissionen aus der Wasserstoffproduktion hat. Es wird davon ausgegangen, dass Elektrolyse-Wasserstoff inländisch mit Elektrolyseuren unterschiedlicher Fahrweise (dargestellt über die Anzahl der Volllaststunden) produziert wird. Der restliche Wasserstoff zur Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs wird aus grauem, blauem und importiertem grünem Wasserstoff ergänzt. Die ermittelten Wasserstoffbedarfe zu verschiedenen Zeitpunkten sind in

Tabelle 19 dargestellt. Sie ergeben sich aus den Analysen aus Kapitel 3.

Zur Darstellung der Elektrolyseur-Fahrweise, wie in Tabelle 18 beschrieben, werden drei verschiedene Volllaststunden ausgewählt, womit die Flexibilität eines Elektrolyseurs vereinfacht beschrieben wird. Über die Größe des zugehörigen Elektrolyseurs wird hier keine Aussage getroffen, auch wenn davon ausgegangen wird, dass kleine Elektrolyseure (< 5 MW) potentiell flexibler gefahren werden können als große (Schalling et al., 2022).

Für die drei Szenarien wird die inländische Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyseuren mit der anderweitigen Herstellung oder Beschaffung von Wasserstoff kombiniert. Abbildung 17 zeigt, wie die Erzeugung für die drei Szenarien und die unterschiedlichen Zeitpunkte dargestellt wird. Die inländische Erzeugung aus Elektrolyseuren bestimmt das Szenario: Flexibel, Mix oder Inflexibel. Im flexiblen Szenario wird Wasserstoff vorrangig aus flexiblen Elektrolyseuren mit 1500 VLh hergestellt. Im Mixszenario ist die Erzeugung ausgeglichen, während im inflexiblen Szenario die Erzeugung vorrangig durch auf Volllast laufende Elektrolyseure mit 8000 VLh bereitgestellt wird. Die anteilige Aufteilung der Bereitstellung des fehlenden Wasserstoffs (zur Deckung des gesamten Bedarfs) unterscheidet sich nicht zwischen den Szenarien. In 2030 wird der Großteil des fehlenden Wasserstoffbedarfs mit grauem Wasserstoff gedeckt³⁸. Im Jahr 2045 wird der fehlende Wasserstoffbedarf ausschließlich mit Import von grünem Wasserstoff gedeckt.

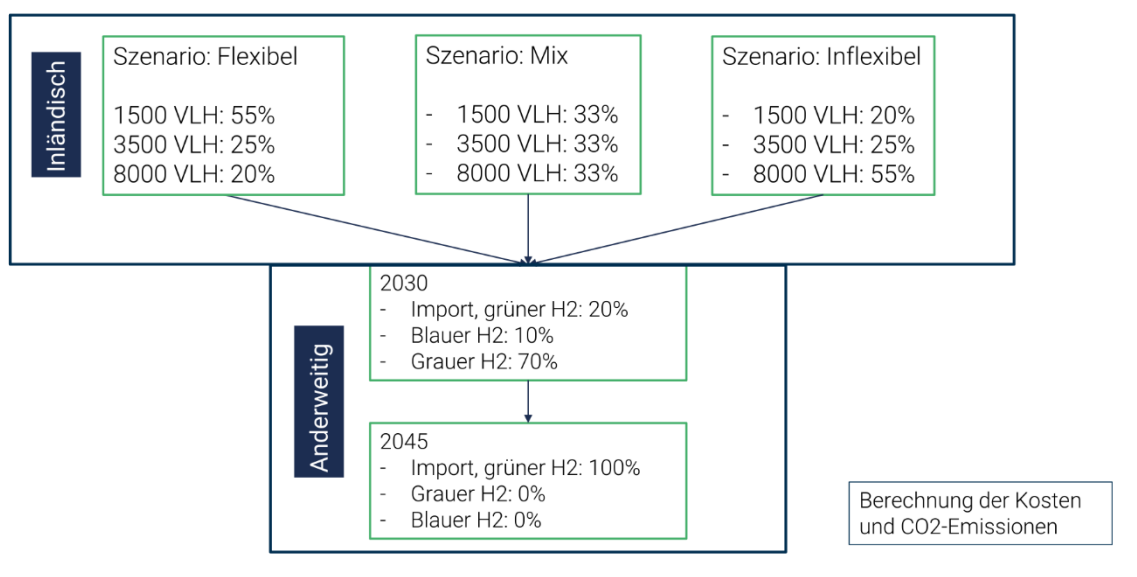


Abbildung 17: Szenarienkombination für Kosten- und Emissionsberechnung. Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil an der zu erwartenden Gesamtmenge³⁹

³⁸ Annahme aufgrund sinkender Gestehungskosten sowie existierender Infrastrukturen.

³⁹ Die Annahmen des zusätzlichen H₂-Bedarfs leiten sich für 2030 wie folgt her: Der größte Anteil von 70 Prozent stammt weiterhin aus der Dampfreformierung, da dieses Verfahren am kostengünstigsten und technisch am weitesten entwickelt ist. Für den Import von grünem Wasserstoff werden 20 Prozent angenommen. Erste Importe sind möglich, aber die Infrastrukturen noch nicht weit genug entwickelt. Blauer H₂ wird zu 10 Prozent genutzt. Es wird davon ausgegangen, dass die technische Möglichkeit zwar da ist, aber da sowohl die Emissionsintensität als auch die Kosten weiterhin hoch sind, kommt sie nur in geringem Maße zum Einsatz. 2045 kommt nur noch emissionsfreier Wasserstoff zum Einsatz – also kein grauer und kein blauer Wasserstoff mehr.

Die jeweiligen Wasserstoffmengen ergeben sich aus den Szenarienangaben. Sie werden mit den spezifischen Kosten und Emissionen (in Kapitel 4.1 ermittelt), sowie einem angenommenen CO₂-Preis von 100€/t,CO₂⁴⁰ kombiniert.

Über die Formeln (1) und (2) werden die jeweiligen H₂-Mengen in Abhängigkeit des Szenarios berechnet.

$$H_2Menge_{Elektrolyse} = Anteil\ an\ Erzeugung * H_2Angebot \quad (1)$$

$$H_2Menge_{Anderweitig} = Anteil\ an\ Erzeugung * (H_2Bedarf - H_2Angebot) \quad (2)$$

Mit den ermittelten H₂-Mengen für jede H₂-Erzeugungstechnologie (inklusive Import) lassen sich die Gesamtkosten sowie Gesamtemissionen der deutschlandweiten Wasserstoffherzeugung- und -Beschaffung ermitteln. Die Berechnung wird für jeweils ein Zieljahr (2030 oder 2045) durchgeführt. Die Wasserstoffgesamtkosten ergeben sich aus der Summe aller Kosten für die verschiedenen H₂-Technologien (mit t = H₂-Technologie⁴¹) bei Berücksichtigung des CO₂-Preises, dargestellt in Formel (3). Die Gesamtemissionen ergeben sich aus der Summe aller Emissionen für jede H₂-Erzeugungstechnologie, dargestellt in Formel (4).

$$H_2Kosten\ (gesamt) = \sum_t Menge\ H_{2,t} * (H_2Gestehungskosten_t + Spez.\ Emissionen_t * CO_2Preis) \quad (3)$$

$$CO_2Emissionen\ (gesamt) = \sum_t Menge\ H_{2,t} * Spez.\ Emissionen_t \quad (4)$$

4.3 Kosten und Emissionen in verschiedenen Szenarien

4.3.1 Kurzfristig: 2030

Für das Jahr 2030 wurde ermittelt, dass – je nach Fahrweise der Elektrolyseure – etwa 33 bis 56 TWh grüner Wasserstoff inländisch erzeugt werden können⁴². Wie viele Emissionen

⁴⁰ Entspricht der Annahme aus (Bukold, 2020)

⁴¹ Elektrolyseur-Wasserstoff (1500, 3500, 8000 VLh), grauer Wasserstoff, blauer Wasserstoff, Import

dadurch entstehen, hängt auch davon ab, wie der Ausbau der erneuerbaren Energien bis dahin vorankommt.

Tabelle 19: Ermittelte Werte für Wasserstoffangebot und Nachfrage 2030

Jahr	H2- Bedarf in TWh	Inländisches, grünes H ₂ -Angebot in TWh bei 10 GW installierter Leistung			H2-Bezug aus anderen Quellen ⁴³ in TWh	Bedarfs- schätzung BMWK
		Szenario Flexi- bel	Szena- rio Mix	Szenario Inflexibel		
2030	134	33	42,9	55,8	78,2 - 101	40

Die Kostenanalyse verdeutlicht, dass im inflexiblen Szenario die inländischen, grünen H₂-Kosten am höchsten sind (siehe Abbildung 18:). In diesem Szenario wird allerdings auch die größte Menge Wasserstoff erzeugt. Werden die spezifischen Kosten ermittelt, dann liegen die reinen Produktionskosten für inländisch erzeugten Elektrolyse-Wasserstoff im inflexiblen Szenario am niedrigsten⁴⁴.

Geht man davon aus, dass die gesamte Wasserstoffnachfrage gedeckt werden soll, dann kommen – je nach Szenario unterschiedlich stark ausgeprägt – weitere Wasserstofferzeugungsarten beziehungsweise Importe hinzu. Abbildung 19 zeigt, dass im flexiblen Szenario insbesondere der graue Wasserstoff zum Kostentreiber wird, während im Inflexiblen Szenario sowohl die Elektrolyseure mit hohen Volllaststunden als auch grauer Wasserstoff im großen Maße zu den Kosten beitragen. Es wird deutlich, dass alle Szenarien sich in ähnlichen Kostenbereichen bewegen.

⁴³ Grauer, blauer oder importierter, grüner Wasserstoff. Die Spanne ergibt sich aufgrund der unterschiedlichen Szenarien.

⁴⁴ In diese Rechnung wurden keine Klimaschadenskosten einbezogen, die durch den höheren CO₂-Ausstoß im inflexiblen Szenario entstehen (Matthey & Bünger, 2020).

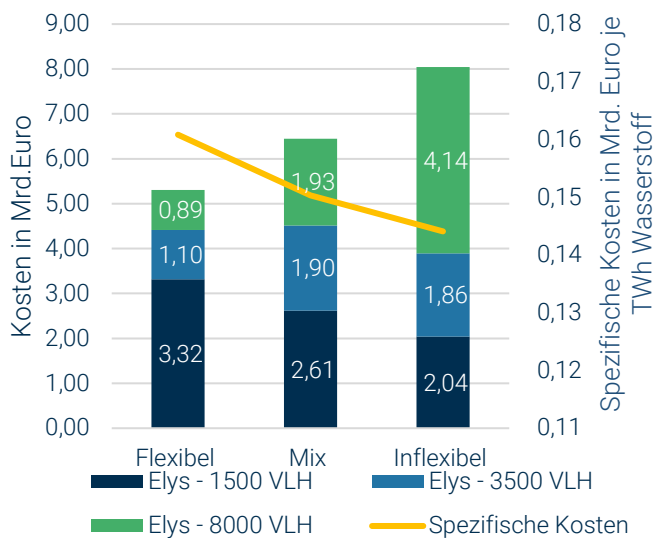


Abbildung 18: Kosten der inländischen, grünen Wasserstofferzeugung 2030

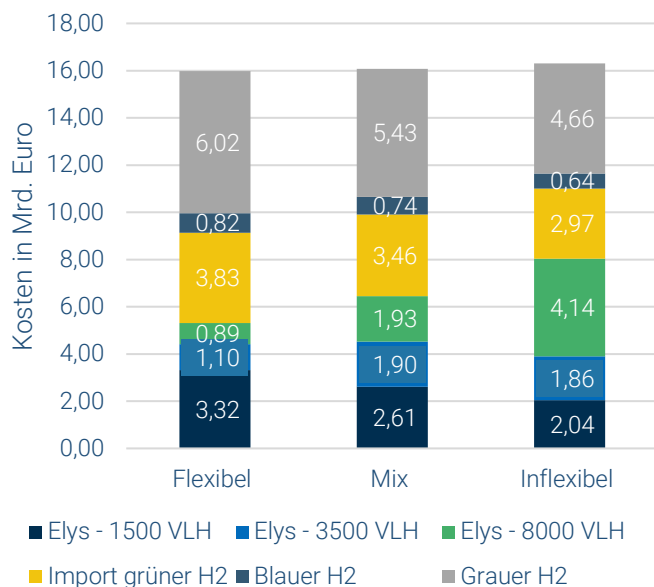


Abbildung 19: Kosten zur Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs 2030

Die Analyse der CO₂-Emissionen wird für zwei Fälle betrachtet: die Emissionen, die bei einem Erreichen bzw. einem Verfehlen der EE-Ausbauziele des BMWK entstehen. Für beide Fälle wird deutlich: Je inflexibler die inländische, grüne Wasserstofferzeugung gefahren wird,

umso mehr Emissionen werden damit erzeugt. Das liegt daran, dass mit höheren Volllaststunden auch höhere Emissionswerte im Stromsystem assoziiert werden. Für die unterschiedlichen Szenarien gilt das sowohl absolut, als auch wenn die spezifischen Emissionen je TWh Wasserstoff betrachtet werden (Abbildung 20). Werden die Ausbauziele des BMWK für den EE-Ausbau verfehlt, fallen die Emissionen für die Erzeugung von inländischem, grünem Wasserstoff deutlich höher aus.

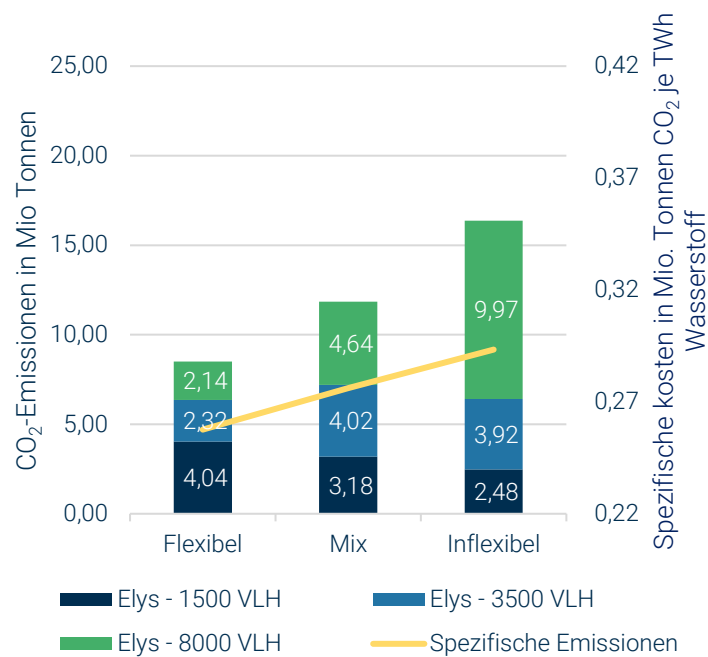
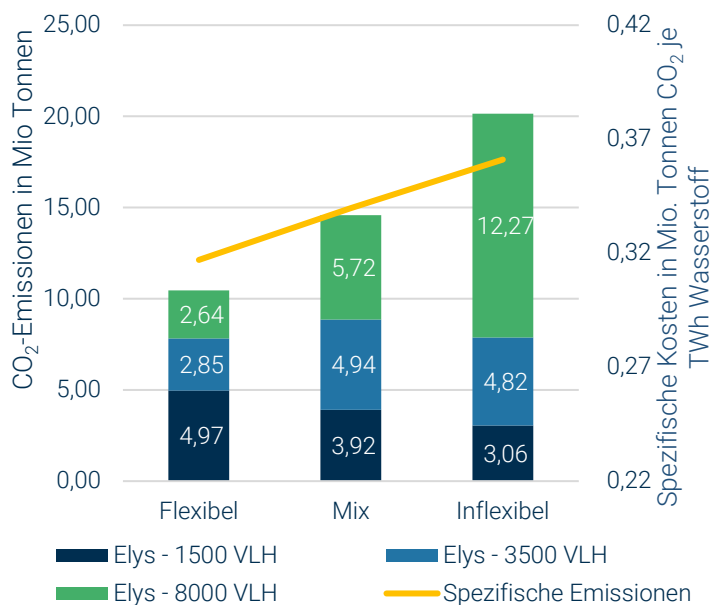


Abbildung 20: CO₂-Emissionen der inländischen grünen Wasserstoffherzeugung 2030 bei a) Zielerreichung der EE-Ausbauziele des BMWK



b) Zielverfehlung der EE-Ausbauziele des BMWK

Werden andere Wasserstofferzeugungsarten zur Deckung des Gesamtbedarfs hinzugezogen, liegen die Gesamtemissionen bei knapp über 40 Millionen Tonnen CO₂ in allen Szenarien, wobei auch hier das inflexible Szenario die höchsten Emissionen mit sich bringt. Werden die Ausbauziele des BMWK nicht erreicht, steigen Gesamtemissionen weiter an. Dies geschieht in den Szenarien jedoch unterschiedlich stark (Abbildung 21). Während der Unterschied zwischen Zielerreichung und Zielverfehlung im flexiblen Szenario etwa fünf Prozent beträgt, steigen die Emissionen im inflexiblen Szenario um fast neun Prozent⁴⁵. Es wird deutlich: Werden die EE-Ausbauziele nicht erreicht, dann können durch inflexible Fahrweisen von Elektrolyseuren deutlich mehr Emissionen entstehen als bei Elektrolyseuren mit einer flexiblen Fahrweise.

⁴⁵ Diese Tendenz verstärkt sich, je weniger EE-Anteile im Netz sind.

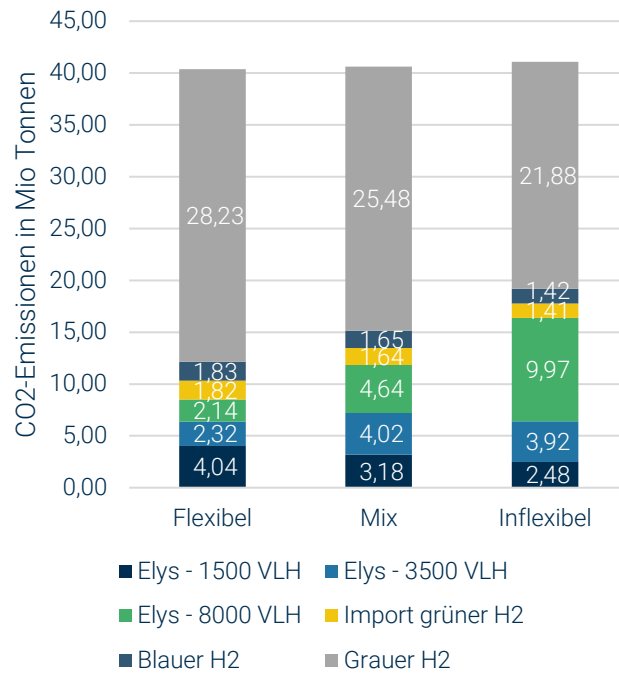
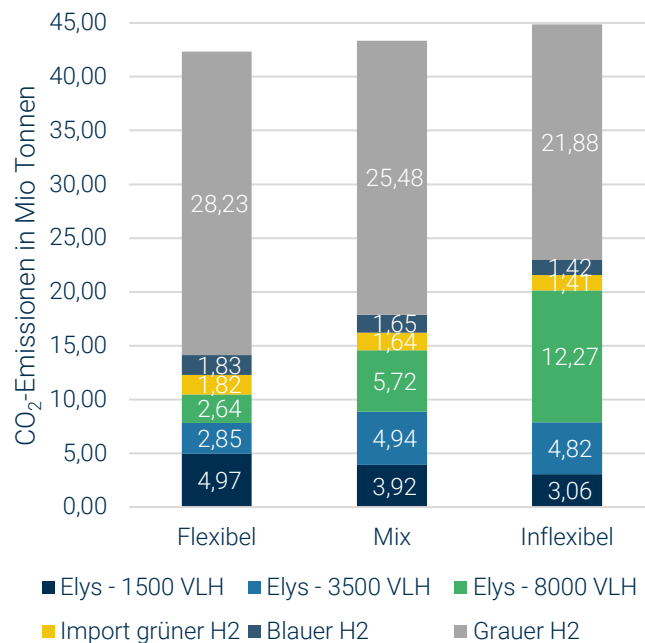


Abbildung 21: Emissionen zur Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs 2030 bei a) Zielerreichung der EE-Ausbauziele des BMWK



b) Zielverfehlung der EE-Ausbauziele des BMWK

Durch eine überwiegend flexible Fahrweise der Elektrolyseure sind die Gesamtemissionen für die Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs etwas niedriger als bei einer inflexiblen

Fahrweise. Die trifft insbesondere dann zu, wenn die EE-Ausbauziele der Bundesregierung nicht erreicht werden. Allerdings sind die Emissionen in beiden Fällen weiterhin hoch, denn die maßgeblichen Emissionen werden durch die Verwendung von fossilem Wasserstoff verursacht. Der große Hebel, um die Emissionen zu reduzieren, liegt in der Reduktion der Wasserstoffnachfrage insgesamt.

4.3.2 Langfristig: 2045

Bis zum Jahr 2045 müssen die Treibhausgasemissionen auf Netto-Null reduziert werden. Für die Berechnung wird deshalb davon ausgegangen, dass zur Deckung der Nachfrage von 317 TWh nur noch grüner Wasserstoff aus dem In- und Ausland zum Einsatz kommt. Die Emissionen des grünen Wasserstoffs sind weiterhin größer Null, da Lieferkettenemissionen mit einbezogen wurden. Allerdings ist zu beachten, dass auch das deutsche Stromsystem selbst mit 100 Prozent Erneuerbaren nicht komplett emissionsfrei sein wird. Denn in den Stunden, in denen das Dargebot an erneuerbaren Energien inklusive der Speicherkapazitäten nicht zur Deckung der Nachfrage ausreicht, müssen Gaskraftwerke hochfahren, die dann mit grünem Wasserstoff betrieben werden sollen. Immer wenn H₂-Kraftwerke den Strom für Elektrolyseure liefern, müssen mehr als zwei Teile Wasserstoff eingesetzt werden, um einen Teil Wasserstoff zu produzieren⁴⁶. Tabelle 20 zeigt, dass der H₂-Bedarf in allen Szenarien die inländische Produktion übersteigt. Folglich stammt der in Kraftwerken eingesetzte Wasserstoff⁴⁷ teilweise aus Importen – mit entsprechenden Lieferkettenemissionen sowie Wirkungsgrad- und Transportverlusten.

Tabelle 20: Ermittelte Werte für Wasserstoffangebot und Nachfrage 2045

Jahr	H ₂ - Bedarf in TWh	Inländisches, grünes H ₂ -Angebot in TWh bei 50 GW installierter Leistung			H ₂ -Bezug aus anderen Quellen ⁴⁸ in TWh	Bedarfs- schätzung BMWK
		Szenario Flexi- bel	Szena- rio Mix	Szenario Inflexibel		
2045	317	165	215	279	38 - 152	458

Werden nur die Emissionen der inländischen grünen H₂-Erzeugung betrachtet, ergibt sich ein eindeutiges Bild (Abbildung 22): Da allen Erzeugungsarten die gleichen spezifischen Emissionen zugeschrieben werden, sind die Gesamtemissionen nur von der inländisch erzeugten H₂-Menge abhängig. Mit einer inflexiblen Fahrweise wird die größte H₂-Menge erzeugt. Deshalb kommt es in diesem Fall zu den höchsten Emissionen. Insgesamt zeigt sich, dass die spezifischen THG-Emissionen für inländisch erzeugten Wasserstoff um mehr als

⁴⁶ Bei angenommenen Wirkungsgraden für H₂-Kraftwerke und Elektrolyse von 60 bzw. 75 Prozent

⁴⁷ Oder andere aus Wasserstoff hergestellte Brennstoffe.

⁴⁸ Grauer, blauer oder importierter, grüner Wasserstoff. Die Spanne ergibt sich aufgrund der unterschiedlichen Szenarien.

Faktor zehn geringer sind als im Jahr 2030. Dies unterstreicht erneut die Wichtigkeit einer schnellen Energiewende im Stromsektor für die klimafreundliche Erzeugung von grünem Wasserstoff.

Betrachtet man die gesamte H₂-Erzeugung, die zur Deckung des inländischen Bedarfs im Jahr 2045 notwendig ist, kehrt sich das Bild im Vergleich zum Jahr 2030 um (Tabelle 20). Die Emissionen sind für das Szenario der inflexiblen, inländischen Erzeugung am niedrigsten. Zu beachten ist hier aber, dass eine H₂-Erzeugung mit sehr hohen Volllaststunden auch im Jahr 2045 zu einem höheren Bedarf gasförmiger Energieträger führt. Denn diese werden auch in einem zu 100 % erneuerbaren Zielsystem zur kontinuierlichen Deckung der Stromlast benötigt. Grund für die niedrigen Emissionen in diesem Szenario ist, dass die Emissionen im Jahr 2045 vor allem durch die Emissionen des importierten grünen Wasserstoffs getrieben werden. Je mehr Import notwendig wird, desto mehr Emissionen fallen an. Weil importierter Wasserstoff seinen Weg aber auch in das deutsche Stromsystem findet, lässt sich daraus nicht schließen, dass eine inflexible Fahrweise von Elektrolyseuren in jedem Fall sinnvoll ist.

Im Vergleich zum Jahr 2030 sinken die Gesamtemissionen durch die inländische H₂-Erzeugung zwischen 56 und 74 Prozent⁴⁹, wobei sich die Menge an Wasserstoff mehr als verfünffacht. Diese Emissionen entstehen aufgrund der deutschen Nachfrage nach Wasserstoff. Hier gilt: Je geringer die deutsche Nachfrage nach Wasserstoff, desto weniger Emissionen werden verursacht.

⁴⁹ Verglichen mit dem Fall Zielerreichung des EE-Ausbaus 2030.

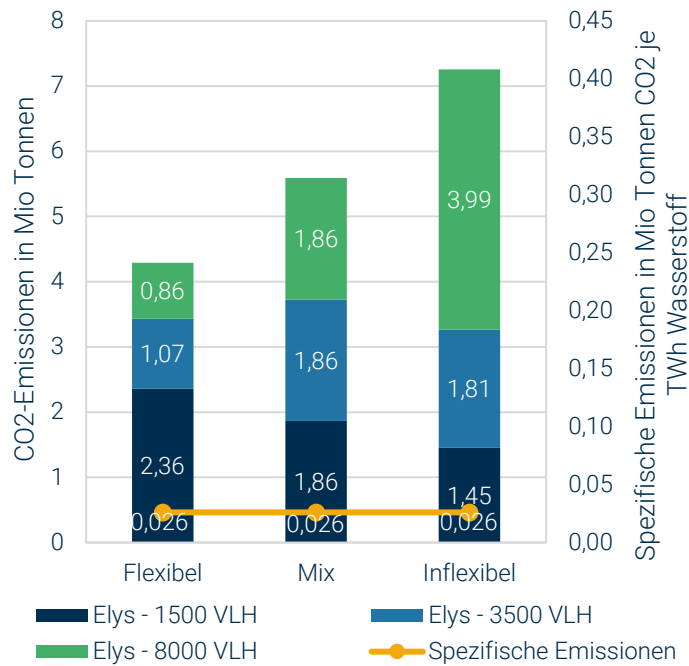


Abbildung 22: CO2-Emissionen der inländischen grünen Wasserstofferzeugung 2045

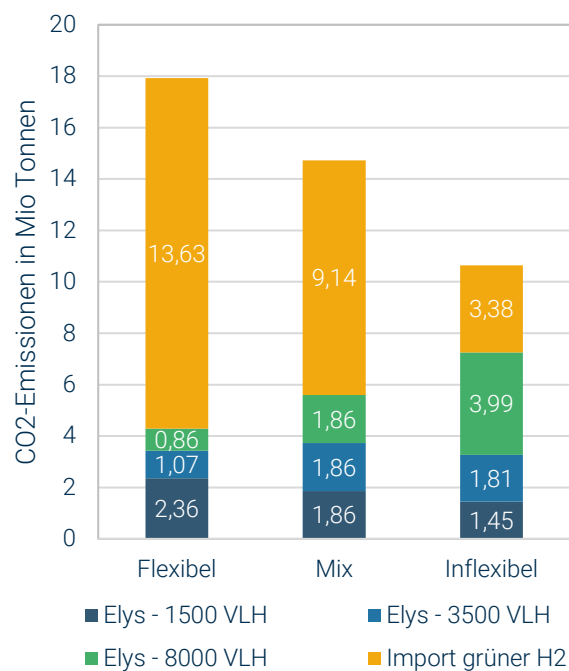


Abbildung 23: Emissionen zur Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs 2045

Für das Jahr 2045 sind neben den Emissionen in den gewählten Szenarien auch die Kosten und systemischen Wirkungen von Elektrolyseur-Fahrweisen zu beachten. Dies geschieht hier in einer qualitativen Betrachtung. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Zunahme von EE-Strom im Netz zu mehr Extrema auf dem Strommarkt führen wird (Energy

BrainBlog, 2017; vbw / Prognos AG, 2023). Diese Zunahme der Extrema – also Stunden mit sehr hohen oder sehr niedrigen/negativen Strompreisen – hat Einfluss auf Elektrolyseure unterschiedlicher Fahrweisen. Elektrolyseure mit niedrigen Volllaststunden nutzen nur die sehr günstigen Stunden des Jahres. Elektrolyseure mit hohen Volllaststunden nutzen hingegen auch die teuren bis extrem teuren Stunden, da sie nicht flexibel, sondern möglichst kontinuierlich gefahren werden. Insgesamt profitieren flexible Elektrolyseure dadurch mehr von einem Energiesystem mit volatilen Preisen als inflexible Elektrolyseure. Dies ist ein wünschenswerter Effekt für ein komplett erneuerbares Energiesystem, denn in Stunden großer Stromnachfrage und geringer Erzeugung, gehen Peaker- oder Sprinter-Kraftwerke ans Netz. Diese können in einem komplett erneuerbarem Stromsystem in Deutschland nur mit Wasserstoff oder erneuerbaren Gasen/Kraftstoffen betrieben werden⁵⁰. All diese Optionen sind teuer und verlustreich in der Herstellung und sollten bei einer Rückverstromung nicht dafür eingesetzt werden, um damit 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. Diese würden vorrangig durch hohe Strompreise in Stunden mit hoher Stromnachfrage entstehen.

Hohe Strompreise sind jedoch nicht nur ein betriebswirtschaftlicher Faktor. Sie spiegeln Knappheiten innerhalb des erneuerbaren Stromsystems wider, auf die der Betrieb von Elektrolyseuren reagieren muss, damit die versorgungssichere erneuerbare Stromversorgung nicht geschädigt und verteuert wird. Im Jahr 2045 werden gemäß Tabelle 20 in Deutschland 50 Gigawatt Elektrolyseurleistung installiert sein. Aktuell schwanken die Spitzenlastwerte in Deutschland zwischen 35 und 87 Gigawatt. Zwar werden 2045 in Deutschland gemäß NEP insgesamt rund 650 GW Solar- und Windenergieanlagen installiert sein (siehe auch Abbildung 1), die ihre Leistung aber nur bei passenden Wetterverhältnissen liefern.

Die Koppelung von Elektrolyse und dem erneuerbaren Stromsystem lässt sich vereinfacht in drei Phasen darstellen: In der ersten Phase übersteigt das Angebot an erneuerbarem Strom die Nachfrage inklusive laufender Elektrolyseure. Hier entlastet die Elektrolyse sogar das Stromsystem. In der zweiten Phase reicht das Angebot erneuerbaren Energien nur zur Deckung der Last, wenn diese durch den Einsatz weiterer Flexibilitätsoptionen ergänzt werden – beispielsweise durch Stromlieferungen aus Stromspeichern. Hier muss situativ abgewogen werden, ob die Elektrolyse das Stromsystem zu stark belastet. In der dritten Phase ist das Angebot erneuerbarer Energien akut sehr gering oder über eine so lange Zeitdauer nicht ausreichend, dass alle Flexibilitätsoptionen mit Ausnahme der H₂-Kraftwerke erschöpft sind. Hier ist von einer zusätzlichen Belastung des Stromsystems konkret abzurufen. (Huneke, 2019)

Ein vom Erneuerbaren-Dargebot entkoppelter Betrieb von Elektrolyseuren würde die Spitzenlasten in die Höhe treiben. Dies würde zu höheren Kosten, zusätzlichem Ressourcenver-

⁵⁰ Je nach Region können auch Wasserkraftwerke eine Option sein.

brauch, mehr H₂-Importen und CO₂-Ausstoß sowie einer verzögerten Vollendung der Energiewende führen – Folgen, die sich durch eine flexible Fahrweise von Elektrolyseuren vermeiden ließen.

4.4 Wasserstoff – Bedarf und Erzeugung

Sowohl 2030 als auch 2045 reichen die in Deutschland erzeugten Mengen an grünem Wasserstoff voraussichtlich nicht aus, um die inländischen H₂-Bedarfe zu decken. Durch blauen, grauen und grünen Importwasserstoff können die Fehlmengen ergänzt werden – jedoch steigen damit auch die Emissionen. 2030 ist vor allem grauer Wasserstoff ein Emissionstreiber. Im Jahr 2045 ist es der importierte grüne Wasserstoff über die Emissionen aus dem Wasserstofftransport.

Innerhalb Deutschlands spielt die Fahrweise der Elektrolyseure eine wichtige Rolle für die Emissionsentwicklung. Besonders bei der inländischen H₂-Erzeugung in einem nicht vollständig erneuerbaren Stromsystem steht fest: Je inflexibler die Fahrweise, desto höher sind die spezifischen und gesamten Emissionen. Elektrolyseure mit einer höheren Flexibilität reduzieren das Risiko von zusätzlichen Emissionen, wenn EE-Ausbauziele nicht erreicht werden. Aufgrund der Analyse in Kapitel 2 besteht für Deutschland ein solches Risiko. In einem vollständig erneuerbaren Energiesystem entstehen die Emissionen nicht mehr durch den Strombezug direkt, sondern durch die Vorkette. Dringend zu vermeiden ist der Fall, dass Elektrolyseure mit inflexibler Fahrweise dazu führen, dass gasförmige Brennstoffe zur kontinuierlichen Stromversorgung eingesetzt werden. Das treibt die Kosten und Emissionen nach oben und ist technisch und volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Neben der Fahrweise und dem Bezugsweg des Wasserstoffs spielt die H₂-Nachfrage eine wichtige Rolle. Je höher die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff, desto höher die Emissionen, die bei alternativen Ansätzen wie Direktelektrifizierung oder Energieeffizienz geringer sind oder wegfallen würden.

5. Fazit und Zusammenfassung

Grüner Wasserstoff wird eine entscheidende Rolle spielen, um die Klimaziele für die Jahre 2030 und 2045 zu erreichen. Ziel dieser Studie war es, H₂-Erzeugung und -Bedarf zu verknüpfen, zu bewerten sowie Emissionen und Kosten entlang unterschiedlicher Transformationspfade zu ermitteln.

Für das Jahr 2030 hat sich die Bundesregierung zehn GW installierter Elektrolyseleistung zum Ziel gesetzt. Wie viel Wasserstoff daraus inländisch erzeugt wird und welche Emissionen dadurch entstehen, hängt maßgeblich von zwei Faktoren ab: dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Fahrweise der Elektrolyseure. Die EE-Ausbaupläne wirken auf den ersten Blick vielversprechend, aber ob die Ziele erreicht werden, ist ungewiss. Die jährlichen Ausbauraten müssten dafür mindestens das Dreifache des bisher jemals erreichten jährlichen Zubaus betragen⁵¹. Das erfordert drastische politische Steuerungsmaßnahmen. Sowohl für das Erreichen als auch für das Verfehlen der selbst gesteckten Ausbauziele wurden quantitativ Emissionen und Kosten zur Erzeugung von inländischem Elektrolyse-Wasserstoff ermittelt. Es wird deutlich: Je geringer der Anteil von EE-Strom im Netz ist, desto wichtiger wird im Kontext des Klimaschutzes ein hoher Anteil flexibel gefahrener Elektrolyseure, die in Zeiten der Spitzenlast keine zusätzliche Stromnachfrage aus fossilen Kraftwerken erzeugen. Im flexiblen Szenario beträgt der Unterschied zwischen Zielerreichung und Zielverfehlung etwa 5 Prozent, während die Emissionen im inflexiblen Szenario um fast 9 Prozent steigen. Wenn die Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien nicht erreicht werden, können Elektrolyseure mit inflexibler Fahrweise deutlich mehr Emissionen verursachen als solche mit flexibler Fahrweise. Aber auch wenn der Anteil an EE-Strom im Netz bei 100 Prozent liegt, bleibt die Fahrweise der Elektrolyseure relevant für eine erfolgreiche Energiewende. Neben den Emissionen spielen bei der Bewertung auch die Kosten und systemischen Effekte eine Rolle. Untersuchungen zeigen, dass die günstigsten und teuersten Stunden des Jahres zunehmen werden, und dass somit der Betrieb von inflexiblen Elektrolyseuren weniger rentabel ist. Preise sind gerade in einem komplett erneuerbaren Stromsystem ein sehr wichtiges Steuerungsinstrument. Auf jeden Fall muss auch im Zielsystem vermieden werden, dass inflexible Elektrolyseure den Verbrauch in Zeiten mit geringem Erneuerbaren-Darangebot die Spitzenlast steigern und dadurch die Menge gasförmiger Brennstoffe in der Stromerzeugung erhöhen. Dies würde zur Situation führen, dass Wasserstoff verstromt wird, um dann im Elektrolyseur – mit Wirkungsgradverlusten – bei der Wasserstoffproduktion eingesetzt zu werden. Dies erhöht Kosten und Emissionen im Gesamtsystem.

Darüber hinaus wurde gezeigt, dass die H₂-Bedarfe die inländischen Erzeugungsmengen an grünem Wasserstoff deutlich übersteigen – sowohl kurz- als auch langfristig. Die H₂-Bedarfe möglichst zu mindern, sollte stets oberste Priorität haben. Denn: Bedarfe, die nicht gedeckt werden müssen, erzeugen auch keine Emissionen oder Kosten. Die Bundesregierung sieht vor, im Jahr 2030 die Fehlmengen zum Teil voraussichtlich durch grauen und blauen Wasserstoff zu decken, im Jahr 2045 nur noch durch importierten grünen Wasserstoff. Auch bei diesen Arten des Wasserstoffbezugs entstehen erhebliche Emissionen. Welche Rolle die Fahrweise für Kosten und Emissionen der inländischen Elektrolyse spielt,

⁵¹ Für den Wind-Offshore- und PV-Ausbau

wurde in drei Szenarien⁵² betrachtet. Wird die H₂-Nachfrage als feste Größe angesehen, gibt es kurzfristig kaum Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien. Im flexiblen Szenario entstehen innerhalb Deutschlands weniger Emissionen, dafür entstehen sie durch grauen bzw. blauen Wasserstoff zur Nachfragedeckung. Im inflexiblen Szenario gibt es weniger Emissionen durch grauen Wasserstoff, dafür stammen größere Mengen aus der inflexiblen Fahrweise der Elektrolyseure. Aber auch in einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem spielt die Fahrweise der Elektrolyseure eine wichtige Rolle.

Flexibel gefahrene Elektrolyseure können in der kurzen Frist dazu beitragen, dass die Emissionen für die inländische H₂-Erzeugung geringer sind. Langfristig haben sie in einem komplett erneuerbaren Energiesystem besonders wirtschaftliche Vorteile, da sie den Strom vor allem dann nutzen, wenn er günstig ist. Dieser flexibel erzeugte Wasserstoff braucht allerdings auch eine Abnahme, die ein gewisses Maß an Flexibilität zulässt. Absatzpfade in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Energie wurden deshalb anhand verschiedener Kriterien bewertet: Substituierbarkeit, technologische Reife und Möglichkeit einer flexiblen Abnahme. Kurzfristig (also bis 2030) spielen Flexibilität sowie die technologische Reife eine wichtige Rolle. Die fehlende Marktreife von Technologien kann zum Hindernis für die Umstellung auf Wasserstoff werden. Die Flexibilität der Abnahmeseite kann sowohl mit (kostspieligen) Speichern oder aber flexiblen Absatzpfaden gewährleistet werden. In der kurzen Frist ist das Stromsystem noch nicht vollständig erneuerbar und die Infrastruktur für den Import von grünem Wasserstoff erst im Aufbau. Langfristig (2045) ist das Kriterium der Substituierbarkeit am wichtigsten, denn je weniger Wasserstoff benötigt wird, desto geringer sind die damit einhergehenden Emissionen insgesamt. Zudem kann die dann aufgebaute Wasserstoffinfrastruktur helfen, inflexible Bedarfe und flexible Produktion zu verknüpfen. H₂-Verwertungspfade, die sowohl das Kriterium der Substituierbarkeit als auch der Flexibilität und der technologischen Reife erfüllen, sind besonders sinnvoll. Hier sind keine Lock-In-Effekte zu erwarten. Bei Anwendungen, die nur das eine oder andere Kriterium erfüllen, sind ab 2030 politische und wirtschaftliche Lenkungsmaßnahmen nötig, die ab 2045 Wasserstoff nur noch dort einsetzen lassen, wo keine effizienteren Alternativen existieren.

Als angestrebter Zielweg wird hier derjenige betrachtet, der bis 2030 den Schwerpunkt auf technologische Reife und Flexibilität in der Abnahme legt und dann bis 2045 den Fokus auf die Bereiche verlagert, in denen grüner Wasserstoff nicht durch direktelektrische oder andere effizientere Alternativen ersetzt werden kann. Um diesen Wechsel des Pfades zu erreichen, werden politische und wirtschaftliche Lenkungsmaßnahmen notwendig sein, um unerwünschte Lock-in-Effekte zu vermeiden.

⁵² Szenarien: flexibel, mix, inflexibel. Im flexiblen Szenario wird Wasserstoff vorrangig aus flexiblen Elektrolyseuren mit 1500 VLh hergestellt. Im Mixszenario ist die Erzeugung ausgeglichen, im inflexiblen Szenario wird Wasserstoff vorrangig durch auf Vollast laufende Elektrolyseure mit 8000 VLh bereitgestellt.

Mit dieser Bewertungsmethodik wurden für die Jahre 2030 und 2045 eine Wasserstoffnachfrage von 134 TWh beziehungsweise 317 TWh ermittelt. Diese tritt in der kurzen Frist vor allem in der Industrie sowie Energiewirtschaft auf. Langfristig steigt der Bedarf in der Industrie massiv an; und durch die Nutzung von E-Fuels im Luft- und Schiffsverkehr wird sich die indirekte H₂-Nachfrage im Verkehrssektor stark erhöhen.

Besonders flexibel kann Wasserstoff dort abgenommen werden, wo es bereits eine H₂-Infrastruktur gibt und eine Beimischung stattfinden kann. Standorte der Grundstoffchemie eignen sich deshalb bereits frühzeitig für die Abnahme von grünem Wasserstoff und damit für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft. Schon heute bietet das Gasnetz eine flexible Möglichkeit der Abnahme.

Allerdings gibt es auch Risiken: Zwar können durch die Beimischung von grünem Wasserstoff kurzfristig Emissionen im Gebäudesektor und/oder in der Industrie reduziert werden, jedoch muss vermieden werden, dass es dadurch zu Lock-In-Effekten kommt. Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Einspeisung wurde in dieser Studie nicht untersucht. Da grüner Wasserstoff bisher jedoch teuer in seiner Herstellung ist und mit aktuell vergleichsweise günstigem Gas als Energieträger konkurrieren muss, wird eine vergleichbare Wirtschaftlichkeit mit flexibel und inländisch erzeugtem Wasserstoff nur in Einzelfällen zu erreichen sein. Diese Wirtschaftlichkeit ist allerdings auch abhängig von staatlich induzierten Strompreisbestandteilen.

Veränderungen an der Infrastruktur oder der Aufbau neuer Infrastruktur sollten effizientere Formen der Dekarbonisierung bevorzugen. Grund dafür ist, dass solche Investitionen langfristig wirken und einen neuen Status-Quo schaffen. Setzt man hier auf weniger effiziente Technologien, bedeutet das einen Mehraufwand an Energie und Kosten. In vielen betrachteten Anwendungen gibt es Alternativen zur Dekarbonisierung, die günstiger und ressourcenschonender sind als der Einsatz von Wasserstoff. Mit dem Kriterium der Substituierbarkeit kann dafür gesorgt werden, dass Wasserstoff nur im notwendigen Maß eingesetzt wird. Im Gebäudesektor bedeutet das, die direkte Elektrifizierung durch Wärmepumpen voranzutreiben, im Industriesektor die Suche nach vielfältigen Lösungen zur CO₂-Reduktion und im Verkehrssektor die überwiegende Nutzung von batterieelektrischen Fahrzeugen sowie eine Fokussierung auf den Öffentlichen Personennahverkehr. Da Importwasserstoff THG-Emissionen verursachen wird, ist eine Reduktion der H₂-Nachfrage gleichzeitig eine Maßnahme zur Emissionsreduktion.

Sowohl inländisch erzeugter als auch importierter grüner Wasserstoff wird in den meisten Fällen nicht vollkommen emissionsfrei sein. Daher sollte bei der Betrachtung von Wasserstoff zur Dekarbonisierung ein ganzheitlicher Ansatz gewählt werden. Dazu gehören die Emissionen entlang der gesamten Lieferkette und die vergleichende Abwägung verschiedener Technologien. In fast allen Sektoren ist Wasserstoff eine Option zur Dekarbonisierung –

meist aber nicht die einzige und oft auch nicht die beste. In vielen Fällen werden die Potenziale zur Bedarfsvermeidung noch nicht ausgeschöpft. Beispiele hierfür sind Effizienzmaßnahmen, etwa die Dämmung von Gebäuden, sowie Suffizienzmaßnahmen wie die Reduktion des Individualverkehrs.

In Zukunft wird es wichtig sein, die Transformationspfade der Wasserstoffwirtschaft auf ihre Emissionen hin zu prüfen. Pfade, die zu mehr Emissionen führen, sollten vermieden werden. Für die Wasserstofferzeugung in Deutschland bedeutet das den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien und ein Fokus auf flexible Elektrolyseure, um Risiken der Zielverfehlung zu mindern. Für die H₂-Bedarfe sollten die Anwendungen im Vordergrund stehen, die nur durch Wasserstoff dekarbonisiert werden können. Dort besteht langfristig kein Risiko von Lock-In-Effekten. In Zeiten des Hochlaufs kann jedoch die Nutzung vorhandener Infrastrukturen und damit einhergehender Flexibilitäten dazu beitragen, dass Wasserstoffanwendungen bereits kurzfristig zur Emissionsreduktion und dem Aufbau einer nationalen Wasserstoffwirtschaft beitragen.

6. Quellen

- Adnan, M. A. & Kibria, M. G. (2020). Comparative techno-economic and life-cycle assessment of power-to-methanol synthesis pathways. *Applied Energy*, 278, 115614. doi:10.1016/j.apenergy.2020.115614
- Adolf, J., Arnold, K., Balzer, C. H. & Louis, J. (2017). Wasserstoff : Energie der Zukunft? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 67 (11), 74–77.
- Agora Energiewende. (2022). Agorameter. Zugriff am 25.4.2023. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power-generation/22.04.2023/25.04.2023/today/>
- Agora Energiewende & Wuppertal Institut. (2020). *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*. Berlin.
- Ansari, D., Grinschgl, J. & Pepe, J. M. (2022). Electrolysers for the hydrogen revolution: challenges, dependencies, and solutions. *SWP Comment*. Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), German Institute for International and Security Affairs. doi:10.18449/2022C57
- Arnold, K., Kobiela, G. & Pastowski, A. (2018). *Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*. (S. 77). Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-70610>
- BMBF. (2022, Mai 15). Wissenswertes zu Grünem Wasserstoff. *Bundesministerium für Bildung und Forschung*. Verfügbar unter: <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/wissenswertes-zu-gruenem-wasserstoff.html>
- BMVU. (2023, Januar 10). Erste großtechnische Anwendung von Power-to-Liquid-Technologie in Deutschland. *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz*. Pressemitteilung, . Verfügbar unter: <https://www.bmuv.de/pressemitteilung/erste-grosstechnische-anwendung-von-power-to-liquid-technologie-in-deutschland>
- BMWK. (2022a). *Überblickspapier Osterpaket*. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12
- BMWK. (2022b). *Erneuerbare Energien in Zahlen -Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2021-*. (S. 112). Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- BMWK. (2022c). *Effiziente Nutzung von Wasserstoff in der Glas-, Keramik-, Papier- und NE-Metallindustrie. Ergebnispapier zum NWS-Industriedialog*. Zugriff am 29.3.2023. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/20220913-effiziente-nutzung-von-wasserstoff-in-der-glas-keramik-papier-und-ne-metallindustrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4

- BMWK. (2023a). *Erneuerbare Energien 2022 -Zubauzahlen und beschlossene Beschleunigungsmaßnahmen im Überblick (national + europäisch)*. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/zubauzahlen-erneuerbare-energien-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BMWK. (2023b, März 30). Durchbruch für ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030: neue EU-Richtlinie für erneuerbare Energien beschlossen. *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*. Pressemitteilung, . Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230330-durchbruch-fur-ambitionierten-ausbau-erneuerbarer-energien-bis-2030.html>
- Böhm, F., Haeckel, M., Wallmann, K., Stoll, P.-T., Lehmann, F., Mißling, S. et al. (2008). *CO₂-Abscheidung und -Speicherung im Meeresuntergrund : meeresökologische und geologische Anforderungen für deren langfristige Sicherheit sowie Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens ; Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ; Forschungsbericht 206 25 200*. Forschungsbericht. Dessau-Roßlau: ARRAY(0x559e4da7ea50). Verfügbar unter: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3667.pdf>
- Brauers, Hanna, Braunger, Isabell, Hoffart, Franziska, Kempfert, Claudia, Oei, Pao-Yu, Präger, Fabian et al. (2021). *Ausbau der Erdgas-Infrastruktur: Brückentechnologie oder Risiko für die Energiewende? (Version 1.0, Deutsch)*. Zenodo. doi:10.5281/ZENODO.4474498
- Bukold, S. (2020). *Kurzstudie Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades*. Zugriff am 13.4.2023. Verfügbar unter: <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>
- Bukowski, M. (2022). *Green hydrogen – hype or beacon of hope? Opportunities, Risk and Strategies for Green Hydrogen and Just Transition in the Global South*. Brot für die Welt and the Heinrich-Böll-Stiftung. Verfügbar unter: https://www.boell.de/sites/default/files/2022-08/green_hydrogen_-_hype_or_beacon_of_hope.pdf
- Burchardt, Dr. J., Franke, K., Herhold, Dr. P., Hohaus, M., Humpert, H. & Päivärinta, J. (2021). *KLIMAPFADE 2.0 Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Verfügbar unter: https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve
- Burchardt, J., Franke, K., Herhold, P., Hohaus, M., Humpert, H., Päivärinta, J. et al. (2021). *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. (S. 242). Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Verfügbar unter: https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve
- Burkhardt, M. (2023, März 9). Klimaneutralität: Durchbruch in der Papier-Industrie? Zugriff am 25.4.2023. Verfügbar unter: <https://www.zdf.de/uri/3bd5fca7-8c81-4fd5-a9da-945de86e5a37>

- Claußner, M., Huneke, F., Bogner, J. & Brinkhaus, M. (2022). *Energiewende & Energieunabhängigkeit: Szenarioanalyse auf Basis eines idealen Kohleausstiegspfads bis 2030*. Berlin. Verfügbar unter: https://green-planet-energy.de/fileadmin/images/presse/220531_GPE_Kohlestudie_EnergyBrainpool.pdf
- Creutzig, F., Ravindranath, N. H., Berndes, G., Bolwig, S., Bright, R., Cherubini, F. et al. (2015). Bioenergy and climate change mitigation: an assessment. *GCB Bioenergy*, 7 (5), 916–944. doi:10.1111/gcbb.12205
- Destatis. (2021). *Verkehr aktuell*. Statistisches Bundesamt (Destatis).
- Destatis. (2022). *Verkehr - Luftverkehr auf Hauptverkehrsflughäfen*. Statistisches Bundesamt (Destatis).
- Deutsche Energie-Agentur. (2020). *dena-Factsheet: Wasserstoff*. Berlin. Zugriff am 24.1.2023. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-FACTSHEET_Wasserstoff_PtG.pdf
- Deutscher Bundestag (Hrsg.). (2022, Dezember 22). Deutscher Bundestag Drucksache 20/5145 Unterrichtung durch die Bundesregierung Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz. Zugriff am 29.4.2023. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/051/2005145.pdf>
- Deutscher Bundestag & Wissenschaftliche Dienste. (2022). *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur*. Wissenschaftliche Dienste. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/915112/d1a66b707de8458aa57fb107f240754d/WD-8-046-22-pdf-data.pdf>
- DRL, D. Z. für L. R. e. V., IMU Institut GmbH & BridgingIT GmbH. (2019). *Strukturstudie BWe mobil 2019 Transformation durch Elektromobilität und Perspektiven der Digitalisierung*. Verfügbar unter: <https://www.emobil-sw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Strukturstudie2019.pdf>
- E-Bridge. (2023, August 28). Hydex & HydexPLUS – Die Preisindizes für Wasserstoff. Zugriff am 28.8.2023. Verfügbar unter: <https://e-bridge.de/kompetenzen/energy-markets/wasserstoff/>
- Energy BrainBlog. (2017, Juni 15). Trends der Strompreisentwicklung – EU Energy Outlook 2050. *Energy BrainBlog*. Zugriff am 5.6.2023. Verfügbar unter: <https://blog.energybrainpool.com/trends-der-strompreisentwicklung-energy-eu-outlook-2050/>
- Europäische Kommission. (2021, Juni 4). ANHANG der Delegierten Verordnung (EU) .../... der Kommission zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung der technischen Bewertungskriterien, anhand deren bestimmt wird, unter welchen Bedingungen davon auszugehen ist, dass eine Wirtschaftstätigkeit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Anpassung an den Klimawandel leistet, und anhand deren bestimmt wird, ob diese Wirtschaftstätigkeit erhebliche Beeinträchtigungen eines der übrigen Umweltziele vermeide. Zugriff am 25.5.2023. Verfügbar unter:

- https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:d84ec73c-c773-11eb-a925-01aa75ed71a1.0014.02/DOC_2&format=PDF
- Europäische Kommission. (2022). Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates.
- Europäische Kommission, V. in D. (2023, März 28). Neue Ausbauziele für Ladesäulen und Wasserstofftankstellen: EU-Kommission begrüßt Einigung von Rat und Parlament. Zugriff am 20.4.2023. Verfügbar unter: https://germany.representation.ec.europa.eu/news/neue-ausbauziele-fur-ladesaulen-und-wasserstofftankstellen-eu-kommission-begrusst-einigung-von-rat-2023-03-28_de
- EVb. (2022). H2ISTORY im Elbe-Weser-Dreieck. *EVb Wasserstoffzug*. Verfügbar unter: <https://www.evb-wasserstoffzug.de/#start>
- Farfan, J., Fasihi, M. & Breyer, C. (2019). Trends in the global cement industry and opportunities for long-term sustainable CCU potential for Power-to-X. *Journal of Cleaner Production*, 217, 821–835. doi:10.1016/j.jclepro.2019.01.226
- Fehrenbach, H., Pehnt, M., Lambrecht, U., Fröhlich, T., Liebich, A. & Münter, D. (2021). Kriterien für die Herstellung von nachhaltigem PtL für den Flugverkehr: Ableitung und Definition von Durchführungskriterien für die Erzeugung oder Beschaffung von nachhaltigem Strom und CO₂ als Rohstoff für die PtL-Erzeugung für den Flugverkehr.
- Fell, H.-J. (2021, November 25). Erneuerbare Energien: Es gibt keine Ausreden mehr. *Frankfurter Rundschau*. Onlinezeitung, . Verfügbar unter: <https://www.fr.de/zukunft/stories/klima/erneuerbare-energien-ausbau-2030-es-gibt-keine-ausreden-mehr-91134746.html>
- Fragoso García, J., Kleinschmitt, C., Franke, K., Teza, D., Seidel, L., Ebner, A. et al. (2022). *Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien*. Fraunhofer ISI. doi:10.24406/PUBLICA-177
- Frank, F. & Gnann, T. (2022). Alternative Antriebe im Schienenverkehr. (Fraunhofer ISI, Hrsg.) *Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 01/2022*.
- Fraunhofer IEE. (2022). Global PtX Atlas 1.1. Verfügbar unter: <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>
- Gautam, P., Neha, Upadhyay, S. N. & Dubey, S. K. (2020). Bio-methanol as a renewable fuel from waste biomass: Current trends and future perspective. *Fuel*, 273, 117783. doi:10.1016/j.fuel.2020.117783
- GIZ (Berlin Energy Transition Dialogue). (2023). (Band Berlin Energy Transition Dialogue). Berlin: GIZ. Verfügbar unter: <https://ptx-hub.org/official-betd-partner-event-2023/>
- Göckeler, K., Hacker, F., Mottschall, M., Blanck, R., Görz, W., Kasten, P. et al. (2020). *Status quo und Perspektiven alternativer Antriebstechnologien für den schweren Straßengüterverkehr*. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratES-Teilbericht1-Marktanalyse.pdf>

- Guidehouse, IER, FfE & Kanzlei BBG. (2022). *Energiewende in der Industrie - Potenziale, Kosten und Wechselwirkung mit dem Energiesektor*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Zugriff am 27.1.2023. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiewende-in-der-industrie.html>
- Hank, C., Holst, M., Thelen, C., Kost, C., Längle, S., Schaadt, A. et al. (2023). *Site-specific, Comparative Analysis for Suitable Power-to-X Pathways and Products in Developing and Emerging Countries*. Fraunhofer ISE. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/power-to-x-laenderanalysen.html>
- Hebling, C., Ragwitz, M., Fleiter, T., Groos, U., Härle, D., Held, A. et al. (2019). Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. *Fraunhofer*. Fraunhofer-Gesellschaft. doi:10.24406/PUBLICA-FHG-301044
- Heider, A., Reibsch, R., Blechinger, P., Linke, A. & Hug, G. (2021). Flexibility options and their representation in open energy modelling tools. *Energy Strategy Reviews*, 38, 100737. doi:10.1016/j.esr.2021.100737
- Hennicke, P., Koska, T., Rasch, J., Reutter, O., Seifried, D., Müller, M. et al. (2021). *Nachhaltige Mobilität für alle: ein Plädoyer für mehr Verkehrsgerechtigkeit*. München: oekom verlag. doi:10.14512/9783962388072
- Hills, T. P., Sceats, M., Rennie, D. & Fennell, P. (2017). LEILAC: Low Cost CO₂ Capture for the Cement and Lime Industries (13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14-18 November 2016, Lausanne, Switzerland). *Energy Procedia*, 114, 6166–6170. doi:10.1016/j.egypro.2017.03.1753
- Huneke, F. (2019). *Anreiz einer energiewendedenlichen Fahrweise von Elektrolyseuren*. Berlin. Verfügbar unter: https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/190925_EnergyBrainpool_Energiewendedenliche_Fahrweise_Elektrolyseure.pdf
- IEA & Cement Sustainability Initiative. (2018). *Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry*. Zugriff am 17.1.2023. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry>
- IEA, I. E. A. (2019). *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*. OECD. doi:10.1787/1e0514c4-en
- IPCC. (2023). *CLIMATE CHANGE 2023 Synthesis Report Summary for Policymakers*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Zugriff am 7.9.2023. Verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_SPM.pdf
- IPCC, I. P. O. C. C. (Hrsg.). (2014). *Climate Change 2013 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (1. Auflage). Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9781107415324
- IRENA. (2022). *Green Hydrogen for Industry: A Guide to Policy Making*. Zugriff am 7.10.2022. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Green-Hydrogen-for-Industry>

- Jöhrens, J., Allekotte, M., Heining, F., Helms, H., Waßmuth, V., Räder, D. et al. (2022). Vergleichende Analyse der Potentiale von Antriebstechnologien für LKW im Zeithorizont 2030. Teilbericht im Rahmen des Vorhabens „Elektrifizierungspotential des Güter- und Busverkehrs – My eRoads“. Heidelberg/Karlsruhe 2022.
- Kasten, P. (2020). *E-Fuels im Verkehrssektor*. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oe-kodoc/E-Fuels-im-Verkehrssektor-Hintergrundbericht.pdf>
- KBA. (2020). *Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen*. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA).
- Kind, S. & Meißner, L. (2022). *Innovative Schiffbaukonzepte: Beitrag zur Nachhaltigkeit*. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).
doi:10.5445/IR/1000150235
- Kolb, S., Müller, J., Luna-Jaspe, N. & Karl, J. (2022). Renewable hydrogen imports for the German energy transition – A comparative life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production*, 373, 133289. doi:10.1016/j.jclepro.2022.133289
- Korberg, A. D., Thellufsen, J. Z., Skov, I. R., Chang, M., Paardekooper, S., Lund, H. et al. (2023). On the feasibility of direct hydrogen utilisation in a fossil-free Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (8), 2877–2891. doi:10.1016/j.ijhydene.2022.10.170
- Kraftfahrt-Bundesamt. (2020). *Verkehr in Zahlen 2020/2021*. (BMDV, Hrsg.), (49. Jahrgang).
- LBST & ifeu. (2022). *ENTWICKLUNG VON PTX-NACHHALTIGKEITSSTANDARDS UND -INDIKATOREN*. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Studie_PtL_Nachhaltigkeitsstandard.pdf
- Lopez, G., Farfan, J. & Breyer, C. (2022). Trends in the global steel industry: Evolutionary projections and defossilisation pathways through power-to-steel. *Journal of Cleaner Production*, 375, 134182. doi:10.1016/j.jclepro.2022.134182
- Luderer, G., Kost, C. & Dominika. (2021a). *Ariadne Report - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Potsdam Institute for Climate Impact Research. doi:10.48485/PIK.2021.006
- Luderer, G., Kost, C. & Dominika. (2021b). *Ariadne-Report - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Potsdam Institute for Climate Impact Research. doi:10.48485/PIK.2021.006
- Lutsey, N., Moultak, M. & Hall, D. (2017). *Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles*.
- Lux, B., Deac, G., Kiefer, C. P., Kleinschmitt, C., Bernath, C., Franke, K. et al. (2022). The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany. *Energy Conversion and Management*, 270, 116188. doi:10.1016/j.enconman.2022.116188
- Madeddu, S., Ueckerdt, F., Pehl, M., Peterseim, J., Lord, M., Kumar, K. A. et al. (2020). The CO₂ reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). *Environmental Research Letters*, 15 (12), 124004. doi:10.1088/1748-9326/abbd02

- Matthey, A. & Bünger, B. (2020). *Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten*. Dessau-Roßlau. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf
- Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M. et al. (2021). *Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung - Update : Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE-NRW)*. (S. 128). Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. doi:10.48506/opus-7948
- Meyer, R., Herkel, S. & Kost, C. (2021). *Analyse: Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor - Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung | Ariadne*. Zugriff am 16.3.2023. Verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebauedesektor/>
- NEP Strom 2037/2045. (2023). *Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045*. No. erster Entwurf. Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP%20kompakt_2037_2045_V2023_1E_1.pdf
- Neuwirth, M., Fleiter, T., Manz, P. & Hofmann, R. (2022). The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany. *Energy Conversion and Management*, 252, 115052. doi:10.1016/j.enconman.2021.115052
- Niggemeier, M.-L., Linkenheil, C. P., Brinkhaus, M. & Huneke, F. (2019). *Studie: Erneuerbar in allen Sektoren*. Berlin. Verfügbar unter: https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/presse-material/190925_EnergyBrainpool_Erneuerbar-in-allen-Sektoren.pdf
- NOW, G. (2023, März 14). KBA Monatsreport Februar 2023. Zugriff am 18.4.2023. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/04/KBA_Report_02-2023.pdf
- NOW, G. & Knotte, T. (2021). *Leitfaden für Busse mit alternativen Antrieben*.
- NPM. (2020). *Werkstattbericht alternative Kraftstoffe*. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM).
- NPM, N. P. Z. der M., ARBEITSGRUPPE 2. ALTERNATIVE ANTRIEBE UND KRAFTSTOFFE FÜR NACHHALTIGE MOBILITÄT. (2019). *1. KURZBERICHT DER AG 2 ELEKTROMOBILITÄT. BRENNSTOFFZELLE. ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE – EINSATZMÖGLICHKEITEN AUS TECHNOLOGISCHER SICHT*. Zugriff am 20.4.2023. Verfügbar unter: https://www.transformationswissen-bw.de/fileadmin/media/Publikationen/2021/Elektromobilitaet_Brennstoffzelle_Alternative_Kraftstoffe_-_Einsatzmoeglichkeiten_aus_technologischer_Sicht.pdf
- NWS. (2023, Februar 24). Überarbeiteter Entwurf für die Weiterentwicklung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) nach erfolgter Ressortabstimmung.
- Obrist, M. D., Kannan, R., Schmidt, T. J. & Kober, T. (2022). Long-term energy efficiency and decarbonization trajectories for the Swiss pulp and paper industry. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 52, 101937. doi:10.1016/j.seta.2021.101937

- Odenweller, J., George, J., Müller, V., Verpoort, P., Gast, L., Pfluger, B. et al. (2022, September 8). Analyse: Wasserstoff und die Energiekrise - fünf Knackpunkte | Ariadne. *Ariadne Projekt*. Zugriff am 28.8.2023. Verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-und-die-energiekrise-funf-knackpunkte/>
- Öko-Institut. (2019). *Not to be taken for granted: climate protection and sustainability through PtX*. Berlin. Zugriff am 28.8.2023. Verfügbar unter: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Impulse_paper_criteria_for_e-fuel_production.pdf
- Öko-Institut und Fraunhofer ISE. (2022). *Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*. Zugriff am 21.4.2023. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-04_DE_Scaling_up_heat_pumps/A-EW_273_Waermepumpen_WEB.pdf
- Pellegrini, M., Guzzini, A. & Sacconi, C. (2020). A Preliminary Assessment of the Potential of Low Percentage Green Hydrogen Blending in the Italian Natural Gas Network. *Energies*, 13 (21), 5570. Multidisciplinary Digital Publishing Institute. doi:10.3390/en13215570
- Plankenbühler, T., Kolb, S., Herkendell, K., & Jürgen Karl. (2021). *Handbook Screening Wasserstoff Technik*. Nürnberg: Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg. Verfügbar unter: https://www.encn.de/fileadmin/user_upload/EnCN_Studie_Wasserstofftechnologie_2021.pdf
- Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045*. (Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende & Agora Verkehrswende, Hrsg.).
- Purr, K., Günther, J., Lehmann, H. & Nuss, P. (2019). *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE-Studie*. (S. 444). Umweltbundesamt. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/rescue>
- Qing, G., Ghazfar, R., Jackowski, S. T., Habibzadeh, F., Ashtiani, M. M., Chen, C.-P. et al. (2020). Recent Advances and Challenges of Electrocatalytic N₂ Reduction to Ammonia. *Chemical Reviews*, 120 (12), 5437–5516. American Chemical Society. doi:10.1021/acs.chemrev.9b00659
- Ragwitz, M., Kschammer, K., Hanßke, A., Pfluger, B., Unger, A., Martin Wietschel et al. (2021). *H₂-Masterplan für Ostdeutschland*. Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie.
- Ramboll & Deutsches Maritimes Zentrum e. V. (2022). *Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segementen, Abschlussbericht*.
- Roben, F., Kicherer, N., Jurgens, L., Decher, S., Schafers, H. & Dusterlho, J.-E. von. (2022). Decarbonization of the Heating Sector in Hamburg Grid Constraints, Efficiency and Costs of Green Hydrogen vs. Heat Pumps. *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (S. 1–6). Gehalten auf der 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia: IEEE. doi:10.1109/EEM54602.2022.9921141

- Rose, P., Wietschel, M. & Gnann, T. (2020). Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen? *Working Paper Sustainability and Innovation*, No. S 09/2020. Fraunhofer-Gesellschaft. doi:10.24406/PUBLICA-FHG-300503
- Sand, M., Skeie, R. B., Sandstad, M., Krishnan, S., Myhre, G., Bryant, H. et al. (2023). A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen. *Communications Earth & Environment*, 4 (1), 1–12. Nature Publishing Group. doi:10.1038/s43247-023-00857-8
- Schalling, A., Arnhold, O., Helfenbein, K., Röpcke, T. & Backhaus, A. (2022). *Netzdienliche Wasserstoffherzeugung. Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure*. Zugriff am 14.4.2023. Verfügbar unter: https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstoffherzeugung.pdf
- Schlund, D. & Theile, P. (2022). Simultaneity of green energy and hydrogen production: Analysing the dispatch of a grid-connected electrolyser. *Energy Policy*, 166, 113008. doi:10.1016/j.enpol.2022.113008
- Schmied, M. & Knörr, W. (2013). *Leitfaden Berechnung von Treibhausgasemissionen in Spedition und Logistik gemäß DIN EN 16258*.
- Sensfuß, F. (2022, November 15). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Zugriff am 14.4.2023. Verfügbar unter: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf
- Sphera Solutions GmbH, hySOLUTIONS GmbH, VCDB VerkehrsConsult Dresden-Berlin GmbH, Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme IVI, Ingenieurgruppe IVV GmbH & Co. KG et al. (2021). Programmbegleitforschung Innovative Antriebe und Fahrzeuge Innovative Antriebe im straßengebundenen ÖPNV. (Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), Hrsg.) *Abschlussbericht*.
- SRU. (2017). *Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor* (1. Auflage, digitale Originalausgabe.). Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).
- SRU. (2021). *Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse* (Stellungnahme). Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).
- Staiß, F., Adolf, J., Ausfelder, F., Erdmann, C., Hebling, C., Jordan, T. et al. (2022). *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse*. (S. 128). acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. doi:10.48669/ESYS_2022-6
- Stolten, D. (2022). *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045*. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag. Zugriff am 23.3.2023. Verfügbar unter: https://juser.fz-juelich.de/record/908382/files/Energie_Umwelt_577.pdf

- Tabassum, N. & Ali, S. S. (2022). A Review on Synthesis and Transformation of Ethanol into Olefins Using Various Catalysts. *Catalysis Surveys from Asia*, 26 (4), 261–280. doi:10.1007/s10563-021-09348-2
- thyssenkrupp. (2022, September 8). thyssenkrupp beschleunigt grüne Transformation: Bau der größten deutschen Direktreduktionsanlage für CO₂-armen Stahl entschieden. Zugriff am 16.12.2022. Verfügbar unter: <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressedetailseite/thyssenkrupp-beschleunigt-grune-transformation--bau-der-grossten-deutschen-direktreduktionsanlage-fur-co2-armen-stahl-entschieden-146808>
- Trabert, U., Jesper, M., Bergstraesser, W., Best, I., Kusyy, O., Orozaliev, J. et al. (2021). Techno-economic evaluation of electricity price-driven heat production of a river water heat pump in a German district heating system. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 121-142 Pages. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*. doi:10.5278/IJSEPM.6291
- UBA, U. (2022). *Welche Treibhausgasemissionen verursacht die Wasserstoffproduktion?*. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_welche_treibhausgasemissionen_verursacht_die_wasserstoffproduktion.pdf
- Ueckerdt, F. (2023, März 21). E-Fuels sind noch lange knapp. *Twitter*. Twitter Post, . Verfügbar unter: <https://twitter.com/FalkoUeckerdt/status/1638091663787606016>
- Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Román Medina, E., Busto, C., Masson, G. et al. (2022). True Cost of Solar Hydrogen. *Solar RRL*, 6 (5), 2100487. doi:10.1002/solr.202100487
- vbw / Prognos AG. (2023, Juli). Strompreisprognose 2023. Zugriff am 12.10.2023. Verfügbar unter: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw_Strompreisprognose_Juli-2023-3.pdf
- Verband der Bahnindustrie in Deutschland e. V. (Hrsg.). (2022). VDB-LEITFADEN Emissionsfreier Schienenverkehr – Leit faden für den Einsatz von Triebzügen mit wasserstoff basier tem Antrieb in Deutschland.
- Vogl, V., Åhman, M. & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of Cleaner Production*, 203, 736–745. doi:10.1016/j.jclepro.2018.08.279
- Wachsmuth, J., Wietschel, M., Oberle, S., Herrmann, U., orcid-logo, G., Marieke Emilie Anna, Pfluger, Benjamin et al. (2022). *Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz. Abschlussbericht*. Umweltbundesamt.
- Weigel, M., Fishedick, M., Marzinkowski, J. & Winzer, P. (2016). Multicriteria analysis of primary steelmaking technologies. *Journal of Cleaner Production*, 112, 1064–1076. doi:10.1016/j.jclepro.2015.07.132

- Wesseling, J. H., Lechtenböhmer, S., Åhman, M., Nilsson, L. J., Worrell, E. & Coenen, L. (2017). The transition of energy intensive processing industries towards deep decarbonization: Characteristics and implications for future research. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1303–1313. doi:10.1016/j.rser.2017.05.156
- Wietschel, M., Eckstein, J., Riemer, M., Zheng, L., Lux, B., Neuner, F. et al. (2021). Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Von Kosten zu Preisen. Fraunhofer-Gesellschaft. doi:10.24406/PUBLICA-FHG-301298
- Wietschel, M., Ragwitz, M., Stamm, A., Marscheider-Weidemann, F. & Löschel, A. (2022, Juni 20). Berliner Dialogforum Import von Wasserstoff und Syntheseprodukten in einer veränderten Welt Projekt HyPat – Globaler H₂-Potenzialatlas. Berlin. Verfügbar unter: https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/Berliner-Dialogforum_Import-von-Wasserstoff-und-Syntheseprodukten-in-einer-veraenderten-Welt_20-Juni-2022.pdf
- Wietschel, M., Weißenburger, B., Rehfeldt, M., Lux, B., Zheng, L. & Meier, J. (2023). *Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland - Methodik und Ergebnisse*. Fraunhofer ISI. doi:10.24406/PUBLICA-856
- Wietschel, M., Zheng, L., Arens, M., Hebling, C., Ranzmeyer, O., Schaad, A. et al. (2021). *Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats*. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus: Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/Metastudie_Wasserstoff_Abschlussbericht.pdf
- Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestags. (2022). Merit Order - Alternativen zum Preisbildungsmechanismus an der Strombörse.
- Wundersee, P. (2023, April 9). Warum heizen mit Wasserstoff schwierig ist. *Tagesschau*. Pressemitteilung, . Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/wasserstoff-heizung-101.html>
- Zier, M., Stenzel, P., Kotzur, L. & Stolten, D. (2021). A review of decarbonization options for the glass industry. *Energy Conversion and Management: X*, 10, 100083. doi:10.1016/j.ecmx.2021.100083

7. Anhang

Tabelle 21: H2-Bedarfe nach eigener Bewertungsmatrix (Flexibilität und TRL bzw. Substituierbarkeit)

Sektor	Subsektor	H2-Bedarf 2030 [TWh]	H2-Bedarf 2045 [TWh]
Industrie	Chemie	42,06	103,86
	Stahl	0	26,10
	Papier	0	0
	Zement	0	0
	Aluminium	0	0
	Glas	0	0
Verkehr	Bus	0	0
	PKW	0	0
	LKW	0	0
	Züge	0	0
	Flug (E-Fuel)	13,88	103,88
	Schiff (E-Fuel)	1,6	22,81
Gebäude	Raumwärme und Warmwasser	23,8	0
Energiewirt- schaft	Strom	45	60,00
	Fernwärme	0	0
	Raffinerien (Mine- ralöl)	8	22
Gesamt		134,34	316,65

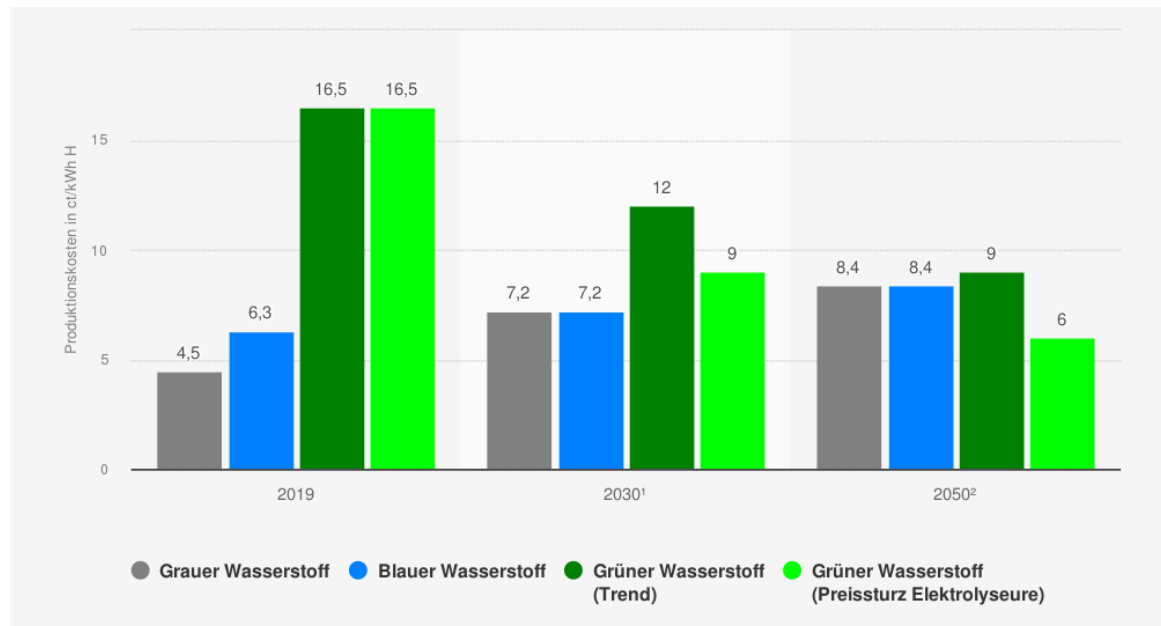


Abbildung 24: Wasserstoffgestehungskosten für verschiedene Produktionsarten (Bukold, 2020)

Tabelle 22: H2-Erzeugungsmengen und Strombedarf in den Szenarien

Betrachtungszeit- raum 2030 mit 10 GW installierten Elektrolyseuren	VLh gemittelt	H2 Erzeugung In- land H2 [TWh]	nötiger Strom für in- ländischen H2 H2 [TWh]
Flexibel	3300	33	50
Mix	4290	43	65
Inflexibel	5575	56	84

Tabelle 23: Annahmen für Wasserstoffkosten- und Emissionen

	Kosten €/MWh,H2			Emissionen t,CO ₂ -Äq/MWh,H2		
	2030	2045	2021	2030	2045	
Wasserstofferzeugungstyp ¹				Fall Zielerreichung EE-Ausbau BMWK ⁵³	Fall Zielverfehlung EE-Ausbau BMWK ⁵⁴	
Elektrolyse – 1500 VLh	161	115	0,43	0,22	0,27	0,026
Elektrolyse – 3500 VLh	105	75	0,54	0,28	0,33	0,026
Elektrolyse – 8000 VLh	103	73	12,92	0,62	0,32	0,026
Import grüner H2	180	129	Nicht verfügbar	0,090	0,090	0,090
blauer Wasserstoff	63 ⁵⁵	84	0,181	0,181	0,181	0,181
grauer Wasserstoff	45 ⁵⁶	84	0,398	0,398	0,398	0,398

⁵³ Angenommene Emissionsreduktion im dt. Strommix gegenüber 2021: 48 Prozent.

⁵⁴ Angenommene Emissionsreduktion im dt. Strommix gegenüber 2021: 38 Prozent.

⁵⁵ Für das Jahr 2030 wird von einem CO₂-Preis von 100€/t,CO₂ ausgegangen. 2045 wird davon ausgegangen, dass kein grauer und blauer Wasserstoff mehr genutzt wird und auch im Strommix kein fossiler Strom mehr vorhanden ist.

⁵⁶ Der CO₂-Preis ist hier noch nicht enthalten, sondern wird in einem späteren Rechenschritt mengenbezogen berücksichtigt.

Tabelle 24: Emissionen der H₂-Erzeugung auf Basis der Strommixemissionen

Volllaststunden Elektrolyseur	Emissionen Strommix (Agora Energiewende, 2022)	Emissionen Wasserstoff aus Strommix ⁵⁷	Emissionen Wasserstoff aus Strommix	Emissionen Wasserstoff bei Zielerreichung BMWK ⁵⁸	Emissionen Wasserstoff bei Zielverfehlung BMWK ⁵⁹
	2021	2021	2021	2030	2030
	g,CO ₂ /kWh,Strom	g,CO ₂ /kWh, H ₂	t,CO ₂ /MWh, H ₂	t,CO ₂ /MWh, H ₂	t,CO ₂ /MWh, H ₂
			Emissionen	Emissionen	Emissionen
1000	247,79	353,99	0,38	0,20	0,23
1500	282,53	403,61	0,43	0,22	0,27
2000	317,26	453,23	0,48	0,25	0,30
3000	346,57	495,09	0,53	0,27	0,33
3500	356,49	509,27	0,54	0,28	0,33
4000	366,42	523,46	0,56	0,29	0,34
5000	379,37	541,96	0,57	0,30	0,36
6000	388,66	555,22	0,59	0,31	0,37
7000	399,86	571,22	0,57	0,35	0,48
8000	412,19	588,84	0,59	0,36	0,49
8500	418,23	597,47	0,60	0,36	0,50

⁵⁷ Es wird angenommen, dass die Elektrolyse einen Wirkungsgrad von 66 Prozent hat.

⁵⁸ Reduktion der Emissionsintensität des Strommixes um 48 Prozent bis 2030.

⁵⁹ Reduktion der Emissionsintensität des Strommixes um 38 Prozent bis 2030.