

Studienbericht | Juni 2023

Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation

Studie für den Landesverband Erneuerbare
Energien NRW e.V. (LEE NRW)

Frank Merten und Alexander Scholz

*Mit Unterstützung von:
Simon Heck, Steffen Lange*

Die diesem Bericht zugrunde liegenden Studienarbeiten wurden im Auftrag des Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW e.V. durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Merten, F. & Scholz, A. (2023). Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation. Wuppertal Institut.

Projektlaufzeit: März bis Mai 2023

Projektkoordination:

Frank Merten

Forschungsbereich Systeme und Infrastrukturen

Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme

Döppersberg 19, 42103 Wuppertal

E-Mail: frank.merten@wupperinst.org

Tel.: +49 202 2492 126

Impressum

Herausgeberin:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

Ansprechperson:

Prof. Dr. Stefan Lechtenböhrer

Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme

stefan.lechtenboehmer@wupperinst.org

Tel. +49 202 2492-216

Stand:

Juni 2023

Dieses Werk steht unter der Lizenz „Creative Commons Attribution 4.0 International“ (CC BY 4.0).

Der Lizenztext ist abrufbar unter: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
Abbildungsverzeichnis	5
1 Hintergrund und Zielsetzungen	6
2 Zentrale Ergebnisse und Erkenntnisse	7
3 Übersicht der betrachteten Studien	11
4 Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -Bedarfen	13
4.1 Zukünftige Wasserstoff-Kosten	13
4.2 Zukünftige Wasserstoff-Bedarfe	18
4.3 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse	22
5 Kritische Einordnung der Wasserstoff-Bedarfe	24
5.1 Bedeutung von no-regret-Wasserstoff	24
6 Kritische Einordnung von blauem Wasserstoff	30
6.1 Schnelligkeit und Umfang von blauen H ₂ -Liefermengen	31
6.2 THG-Emissionen von blauem Wasserstoff	35
6.3 Kosten von blauem Wasserstoff	38
7 Literaturverzeichnis	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 6-1: Übersicht über Studien mit „blauem“ Wasserstoff, ihre Motivationen und Erwartungen-----	31
Tabelle 6-2: Pro- und Kontra-Faktoren im Hinblick auf die Schnelligkeit von blauem Wasserstoff -----	35
Tabelle 6-3: Pro- und Kontra-Faktoren im Hinblick auf die THG-Emissionen von blauem Wasserstoff-----	38
Tabelle 6-4: Pro- und Kontra-Faktoren zur Wirtschaftlichkeit von blauem Wasserstoff -----	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Auflistung und Charakterisierung der untersuchten Studien.-----	12
Abbildung 4-1: Investitionskosten für Elektrolyseure. -----	14
Abbildung 4-2: Wasserstoff-Bereitstellungskosten im Jahr 2030. -----	15
Abbildung 4-3: Wasserstoff-Bereitstellungskosten im Jahr 2045/2050. -----	16
Abbildung 4-4: Vergleich der Studienlage bezüglich H ₂ -Importkosten aus Nordafrika sowie der H ₂ -Produktionskosten in Deutschland im Jahr 2030. -----	17
Abbildung 4-5: Vergleich der Studienlage bezüglich H ₂ -Importkosten aus Nordafrika sowie der H ₂ -Produktionskosten in Deutschland im Jahr 2050. -----	18
Abbildung 4-6: H ₂ -Bedarfe nach Sektoren im Jahr 2030. -----	19
Abbildung 4-7: H ₂ -Bedarfe nach Sektoren im Jahr 2045/2050. -----	20
Abbildung 4-8: Anteile von heimischer H ₂ -Erzeugung ggü. H ₂ -Importen im Jahr 2030. -----	21
Abbildung 4-9: Anteile von heimischer H ₂ -Erzeugung ggü. H ₂ -Importen im Jahr 2045/2050. ----	22
Abbildung 5-1: Effizienz- und Vergleich für die Raumwärmebereitstellung mittels Wärmepumpen, Elektroheizungen, H ₂ - und SNG-Gaskessel anhand eines Fallbeispiels in Deutschland -----	26
Abbildung 5-2: Energieträgereinsatz für industrielle Prozesswärme für die Jahre 2019, 2030 und 2045 nach Szenarien -----	27
Abbildung 5-3: Vergleich von direkter und indirekter Elektrifizierung bei PKW. -----	28
Abbildung 5-4: Inländische H ₂ -Erzeugung und H ₂ -Importe 2030 und 2045/2050 sowie resultierende H ₂ -Eigenerzeugungsquoten auch für no-regret-Wasserstoff nach Szenarien -----	29
Abbildung 6-1: Bandbreiten für die THG-Emissionen von blauem Wasserstoff nach verschiedenen Technologien, Abscheideraten, Gasherkunft und GWP-Faktoren	36

1 Hintergrund und Zielsetzungen

Seit Veröffentlichung der vom Landesverband Erneuerbare Energien NRW beauftragten und durch das Wuppertal Institut durchgeführten Studie „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung“ Ende 2020 (Merten et al., 2020) haben sich die Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf in Deutschland zum Teil deutlich geändert. Zu den Änderungen gehören u. a.:

- Die angestrebte Verdoppelung der inländischen H₂-Produktionskapazität via Elektrolyse in Deutschland von 5 GW_{el} auf 10 GW_{el} bis 2030 sowie die aktuell diskutierte und geplante Öffnung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) für blauen Wasserstoff durch die neue Bundesregierung,
- die zuletzt sehr starke Zunahme von Planungen für neue Elektrolyseanlagen bis 2030, die laut (EON, 2023) in der Summe von 5,6 Gigawatt im Juli 2022 auf 8,1 Gigawatt im Februar 2023 gestiegen sind,
- die Stärkung und Beschleunigung des nationalen Ausbaus erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung durch verschiedene Maßnahmen im Rahmen des sogenannten Osterpakets, die dafür sorgen sollen, dass der Strom in Deutschland bis 2035 nahezu vollständig aus erneuerbaren Energien stammt und
- nicht zuletzt der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine seit Februar 2022, der zu einer starken Verknappung von bisher kostengünstigen Erdgasimporten und damit verbunden zu erheblichen Kostensteigerungen bei Erdgas und auch Strom und zu maßgeblichen Änderungen der nationalen Versorgungsstrategie mit Energie geführt hat.

Darüber hinaus sind zwischenzeitlich eine Reihe neuer Klimaschutz- und Transformationsstudien erschienen, mit teilweise neuen und differenzierten Einschätzungen zu H₂-Kosten und Entwicklungspfaden. Dazu gehören insbesondere die als „Big-5“ der Klimaneutralitätsszenarien bezeichneten Studien *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Agora Energiewende et al., 2021), *Klimapfade 2.0* (BDI, 2021), *Aufbruch Klimaneutralität* (dena, 2021b), *Langfristszenarien* (BMWi, 2021) sowie *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität* (Ariadne, 2021a). Ergänzt werden diese durch spezifische H₂-Studien wie z. B. (Aurora, 2022; EHB & Guidehouse, 2022; Staiß et al., 2022). Vor diesem Hintergrund sind die **Ziele** dieser Studie:

- 1 | Eine Aktualisierung der Metaanalyse der o. g. vorigen H₂-Studie bezogen auf die Kosten- und Mengen-Bandbreiten für die zukünftige Produktion und Bereitstellung von grünem (und soweit möglich auch von blauem) Wasserstoff für Deutschland.
- 2 | Eine kritische Diskussion und Einordnung der aktuellen Debatte um blauen Wasserstoff, d. h. der Frage, ob und inwiefern er eine sinnvolle Übergangslösung zu grünem Wasserstoff darstellen könnte.
- 3 | Eine Einordnung der deutschen Wasserstoffnachfrage bedingt durch die Wahl der Nutzungssektoren.

2 Zentrale Ergebnisse und Erkenntnisse

Seit der letzten Metaanalysenstudie zu Wasserstoffkosten und -importen für den LEE NRW Ende 2020 haben sich die Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf in Deutschland stark und sehr dynamisch geändert.

Die meisten der seit 2021 veröffentlichten und in dieser Metaanalyse betrachteten Studien konnten viele der aktuellen Änderungen, insbesondere die kriegsbedingten Auswirkungen, nicht berücksichtigen. In diesem Zusammenhang sind insbesondere die Studienergebnisse zu blauem Wasserstoff wegen der gestiegenen Unsicherheiten bei den zukünftigen Preisen und Verfügbarkeiten von Erdgas kritisch zu hinterfragen.

Die in den Studien aufgezeigten H₂-Bedarfe für Deutschland für das Jahr 2030 sind im Vergleich zur vorigen Metaanalyse zum Teil deutlich zurückgegangen. Langfristig bestehen dagegen immer noch hohe Bandbreiten für die Bedarfsentwicklung. Dies stellt eine erhebliche Unsicherheit für die zukünftige Entwicklung von Nachfrage und Angebot sowie die dafür nötigen Infrastrukturen (Leitungen und Speicher) dar.

Bis 2030 wird in den betrachteten Studien eine Nachfrage nach klimaverträglichem Wasserstoff erwartet, die über alle Sektoren hinweg und zusätzlich zu heutigem grauem Wasserstoff (ca. 55 TWh/a) zwischen 29 und 101 TWh/a liegt, während die NWS selber gemäß ihrer Prognose von 35 bis 55 TWh zusätzlichem Wasserstoff bis zum Jahr 2030 ausgeht. **Dabei sind die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft in nahezu allen Szenarien die wichtigsten Nachfrager.** Wasserstoff für den Verkehrssektor spielt mit einer Ausnahme in allen Szenarien zumindest eine gewisse Rolle im Jahr 2030 (bis zu 11 TWh), während er für Raumwärme in Gebäuden lediglich in zwei Szenarien (und auch dort nur mit max. 6 TWh) eingesetzt wird.

Langfristig (bis 2045/2050) weisen die untersuchten Szenarien eine große Bandbreite bezüglich der H₂-Gesamtbedarfe von jährlich etwa 200 bis 700 TWh aus. Hier von werden signifikante Einsatzmengen für die Industrie (75 bis 360 TWh) und die Energiewirtschaft (15 bis 375 TWh) vorgesehen, die jedoch sehr großen Bandbreiten unterliegen. **Ein breiter Einsatz im Verkehr wird lediglich von denjenigen Szenarien gesehen, welche generell einen sehr starken Fokus auf Wasserstoff legen.** Im Gebäudesektor ist das Bild zweigeteilt: Sechs der Szenarien sehen hier wenig bis gar keinen Bedarf, doch drei Szenarien unterstellen erhebliche Einsatzmengen von 80 bis 180 TWh. Die langfristigen Gesamtbedarfe decken sich weitgehend mit den Ergebnissen der ersten Metaanalyse.

Die erwarteten Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland sind im Vergleich zur vorigen Studie gesunken und liegen meist unterhalb der Importkosten per Schiff. Die niedrigsten Kostenschätzungen liegen mittel- wie langfristig für Pipelineimporte aus Nordafrika, Spanien, Ost- und Nordeuropa vor.

Perspektivisch gehen die **Investitionskosten** für Elektrolyseure in sämtlichen Szenarien stark zurück. Auch schätzen neuere Studien die Investitionskosten für alle Zeiträume deutlich günstiger ein, als jene der vorigen Metaanalyse. Die

Bereitstellungskosten von grünem H₂ im **Jahr 2030** zeigen eine große Bandbreite zwischen 4,5 und 20,5 Ct/kWh. Diese resultiert bei den Importfällen maßgeblich aus der Wahl des Transportmediums sowie studienbedingten Annahmen zur Produktion. Generell wird ein Pipeline-Import in jedem Fall als günstiger gegenüber Schiffsoptionen angenommen. Nur vier Studien treffen Aussagen zu den für 2030 erwarteten Produktionskosten in Deutschland mit Kosten von 7 bis 13,5 Ct/kWh H₂, was im Gesamtvergleich in vielen Fällen konkurrenzfähig zum Import per Pipeline und Schiff ist.

Bis zum **Jahr 2050** verringert sich die Spannweite der H₂-Bereitstellungskosten auf 4,2 bis 11 Ct/kWh, wobei die günstigsten Abschätzungen jeweils für den Import über Pipelines vorliegen. Für die Produktion in Deutschland geben nur drei Studien Kosten zwischen 6,7 und 8,5 Ct/kWh H₂ an, was nach wie vor in vielen Fällen konkurrenzfähig ist. **Dies gilt weiterhin insbesondere gegenüber Schiffsimporten aus weit entfernten Weltregionen.**

Neue Studien tendieren zu günstigeren Kosteneinschätzungen für H₂-Importe

Wie ein beispielhafter Vergleich für Importe aus der Region Nordafrika zeigt, liegen die Mediankosten der aktuellen Szenarien für beide Zeiträume unter denen der älteren Studien (10,6 ct/kWh H₂ vs. 14,5 ct/kWh H₂ im Jahr 2030 bzw. 6,9 ct/kWh H₂ vs. 10 ct/kWh H₂ im Jahr 2050). Der Vergleich zu den angenommenen Produktionskosten in Deutschland von 7 bis 13,5 ct/kWh H₂ im Jahr 2030 zeigt erneut, dass die heimische Produktion Kostenparität erreichen kann.

Eine Fokussierung von Wasserstoff auf no-regret-Anwendungen kann die künftige H₂-Nachfrage und somit die erforderlichen Erzeugungs- und Importmengen signifikant reduzieren. Voraussetzung ist eine ausgeprägte direkte Elektrifizierung und stärkere Effizienzsteigerung.

Es ist zu erwarten, dass sowohl die inländische H₂-Produktion als auch die H₂-Importe kurz- bis mittelfristig nicht mit der stark steigenden H₂-Nachfrage Schritt halten können. In der Konsequenz werden Knappheiten und hohe Marktpreise den H₂-Hochlauf vermutlich prägen. Eine Fokussierung auf sogenannte no-regret-Anwendungen erscheint in diesem Kontext als vorteilhaft und empfehlenswert. Als solche werden alle diejenigen Anwendungen bezeichnet, die technisch bzw. ökonomisch anderweitig nicht sinnvoll elektrifizierbar bzw. „dekarbonisierbar“ sind. Dazu zählen die Herstellung von Ammoniak, Primärstahl, Grundstoffchemikalien und ausgewählten Raffinerie-Produkten sowie teilweise die Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme und ggf. der Schwerlastverkehr. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Wasserstoff nicht nur im großindustriellen Maßstab nachgefragt werden wird, sondern auch von mittelständischen Unternehmen.

Aus Gründen der Effizienz und verfügbarer Alternativen gehört ein H₂-Einsatz für die Beheizung von Wohngebäuden und als Kraftstoffbasis für das Pkw-Segment des Verkehrssektors aus heutiger Sicht nicht zu den als prioritär einzuordnenden Bereichen. Effizienzgesichtspunkte sollten auch für industrielle Prozesswärme im Vordergrund stehen. Die Nachfrage von Wasserstoff kann durch eine entsprechende Effizienzfokussierung auf ein „Minimum“ beschränkt werden, insbesondere was niedrige bis mittlere Temperaturen betrifft.

Eine Fokussierung des H₂-Einsatzes in Szenarien mit breitem Anwendungsspektrum und hoher H₂-Nachfrage auf den Industrie- und Umwandlungssektor könnte langfristig zu einer bedeutsamen bis erheblichen Reduktion (von rd. 40 bis 470 TWh) der H₂-Nachfrage und damit verbunden der nötigen Produktions- bzw. Importmengen führen. Inwiefern eine solche Fokussierung auf no-regret H₂-Anwendungen auch langfristig nötig bzw. optimal ist, lässt sich jedoch aus heutiger Sicht noch nicht beantworten.

Blauer Wasserstoff wird aufgrund der für den Ausbau von Produktionsanlagen und insbesondere von nötigen H₂-Leitungen benötigten Zeit voraussichtlich erst knapp vor dem Jahr 2030 in großen Mengen verfügbar sein und stellt somit keine kurzfristige Übergangslösung dar. Er wird auch nicht schneller als grüner Wasserstoff verfügbar sein, kann jedoch einen zusätzlichen Beitrag zum H₂-Hochlauf leisten und dadurch Knappheiten überwinden helfen. Dabei sind aufgrund seiner verbleibenden THG-Emissionen Lock-In Effekte und ein längerfristiger Ausbau hinaus zu vermeiden.

Es gibt heute weltweit erst vier großtechnische Produktionsanlagen (Dampfreformierung plus CCS) für blauen Wasserstoff. Voraussetzung für einen blauen H₂-Hochlauf sind also umfangreiche Ausbauten von neuen Produktionsanlagen und entsprechenden Infrastrukturen. Die aktuellen Planungen in Norwegen als einem potenziell sehr bedeutenden Lieferland von blauem Wasserstoff für Deutschland lassen frühestens 2027 einen Beginn der Lieferkette erwarten und sehen bis 2030 eine Kapazität von 2 GW bzw. Produktionsmengen von maximal rd. 18 TWh vor. Diese Mengen liegen etwa in der gleichen Größenordnung wie die angestrebte inländische grüne H₂-Produktion bis 2030. Die Lieferung ist allerdings auch von der rechtzeitigen Fertigstellung der neuen H₂-Leitung abhängig, die bis 2030 angestrebt wird. Aus anderen europäischen Ländern wie z. B. Belgien, Frankreich und den Niederlanden ist aus ähnlichen Gründen (und aufgrund des in diesen Ländern absehbaren teils erheblichen Eigenbedarfs) auch nicht früher und wenn dann eher mit deutlich weniger blauem Wasserstoff zu rechnen.

Blauer Wasserstoff hat selbst unter sehr günstigen Annahmen (Abscheideraten von 90 % oder mehr und geringe Vorkettenemissionen) noch deutlich höhere THG-Emissionen als grüner Wasserstoff.

Bestehende Produktionsanlagen für blauen Wasserstoff erreichen lediglich Abscheideraten von im Mittel etwa 56 % und könnten dadurch die THG-Emissionen im Vergleich zum grauen Wasserstoff „nur“ um etwa die Hälfte reduzieren. Allein ihre direkten Emissionen in Höhe von 120 g CO₂/kWh liegen damit immer noch über dem CertifHy-Benchmark¹ von rd. 104 g CO₂/kWh und weit über denen von grünem Wasserstoff mit reinen Vorkettenemissionen von ca. 25 g CO₂/kWh. Für die Erfüllung des CertifHy-Benchmarks müsste die Abscheiderate auf mindestens 66 % erhöht

¹ Bei CertifHy handelt es sich um ein fortlaufendes Projekt, welches durch die Europäische Kommission finanziert wird, um ein Zertifizierungssystem für den Wasserstoffhandel zu entwickeln und zu etablieren. Parallel dazu gibt es sowohl auf EU-Ebene als auch auf Bundesebene Entwicklungen für die Festlegung von regulierten Grenzwerten im Rahmen von delegierten Rechtsakten und Verordnungen.

werden und für Emissionen deutlich unter 50 g CO₂/kWh sind Abscheideraten von mindestens 90 % nötig. Die erforderliche Anlagentechnik müsste dazu erst noch vom Demonstrationsstand zur kommerziell verfügbaren technologischen Reife weiterentwickelt und hochskaliert werden. Dies kann mehrere Jahre in Anspruch nehmen und erfordert anschließend zusätzlich Zeit für den Ausbau von Fertigungskapazitäten.

Bei Verwendung von Erdgas mit höheren Vorkettenemissionen (z. B. aus den USA) bzw. Berücksichtigung der kurzfristigen Klimawirksamkeit von Methan liegen die THG-Emissionen (teils deutlich) über dem CertifHy-Benchmark

Hohe (unvermeidbare) Vorkettenemissionen können selbst bei sehr hohen Abscheideraten zu THG-Emissionen führen, die weit über denen von grünem Wasserstoff als auch über dem CertifHy-Benchmark liegen. Dies ist vor allem der Fall für LNG-Importe aus den USA und dem arabischen Raum bzw. insbesondere für unkonventionelle Erdgasquellen. Da die Erdgasimporte aus Norwegen mit sehr niedrigen Vorkettenemissionen aktuell nicht zur Deckung des Erdgasverbrauchs in Deutschland ausreichen, müssten bei einem Fokus auf blauen Wasserstoff, solche LNG-Importe als Grenz-Bezugsquellen für eine (dann mit hohen indirekten Emissionen verbundene) blaue H₂-Produktion in Deutschland herangezogen werden. Die bereits kurzfristig starke Klimawirkung von Methan gegenüber Kohlendioxid (durch eine Verwendung des 20-Jahre-Erwärmungspotenzials statt des 100-Jahre-Erwärmungspotenzials) ist zusätzlich zu beachten.

Aufgrund der großen Bandbreiten und Unsicherheiten bei den THG-Emissionen von blauem Wasserstoff muss sein Beitrag zum Klimaschutz als unsicher eingestuft werden.

Ausblick

Die Gewährleistung eines nachhaltigen und rechtzeitigen H₂-Hochlaufs angesichts stark steigender Nachfrage bleibt eine sehr große Herausforderung für die klimaneutrale Transformation des Energie- und Industriesystems. Entsprechend sollte bei den anstehenden Entscheidungen nicht nur die Angebotsseite, sondern auch die Nachfrageseite detailliert betrachtet werden. Eine kurz- bis mittelfristige Fokussierung auf no-regret-Anwendungen in Bezug auf die Wasserstoffanwendungen hilft Knappheiten und hohe Preise sowie Fehlentwicklungen zu verringern und einen robusten Aufbau zu ermöglichen. Darüber hinaus kann sie auch längerfristig die Gesamtnachfrage und damit die nötigen Importe stark reduzieren und die Eigenversorgungsmöglichkeiten und letztlich Unabhängigkeiten stärken.

Wichtige Voraussetzungen für die klimaneutrale Transformation bleiben eine Beschleunigung des Ausbaus von EE-Stromerzeugung und der Infrastrukturen für Strom und Wasserstoff sowie von Effizienzsteigerungen und Einsparmaßnahmen. Mit Blick auf die in den Studien aufgezeigten Unsicherheiten bei der Realisierung von mittelfristigen H₂-Importen sollte die europäische wie auch inländische H₂-Produktion mit größter Ambition verfolgt werden. Hierzu gehört mindestens die Erfüllung der heimischen Ausbauziele von 10 GW, wofür bereits zusätzliche Anstrengungen zu leisten sind. Mit Blick auf die Ausbauziele des Osterpakets erscheint es ferner untersuchenswert, inwiefern die 10 GW Elektrolyseleistung die zu erwartende Menge an Stromangebotsüberschuss nutzbar machen könnten.

3 Übersicht der betrachteten Studien

Abbildung 3-1 listet die im Rahmen dieser Metaanalyse untersuchten Studien zu zukünftigen Wasserstoffbedarfen und -Kosten auf und charakterisiert diese anhand zentraler Merkmale. Eine wesentliche Anforderung an die Studienausswahl war die Aktualität, in Form des Publikationsdatums, welches nicht vor dem Jahr 2021 liegen sollte. Ferner sollten die Studien am Ziel der Treibhausgasneutralität bis spätestens 2050 ausgerichtet sein und quantitative Angaben zu Wasserstoffbedarfen und/oder -Kosten beinhalten. Neben den sogenannten Big-5 der aktuellen Klimaneutralitätsstudien wurden auch einige Publikationen mit explizitem Wasserstofffokus berücksichtigt. Dabei ist zu beachten, dass die meisten Studien mit Ausnahme von (Aurora, 2022; SCI4climate.NRW, 2023) vor der sogenannten „Zeitenwende“ (Angriffskrieg Russlands in der Ukraine) durchgeführt und veröffentlicht wurden. Weitere relevante Publikationen zum Thema (Ragwitz et al., 2023) sowie (FZJ-IEK3, 2021), welche jedoch im begrenzten Umfang der vorliegenden Arbeit nicht mit ausgewertet werden konnten.



Titel der Studie	dena-Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität	Klimapfade 2.0	Klimaneutrales Deutschland 2045 – Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3
Erscheinungsjahr	2021	2021	2021	2021
Auftraggeber	dena	BDI	Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende	BMW
Bearbeitung durch	EWI	BCG	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut	Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu, TU Berlin
Betrachtete Klimaschutzszenarien	KN100	Zielpfad	KN45	TN-H2
THG-Neutralität bis	2045	2045	2045	2050



Titel der Studie	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3	The economics of hydrogen imports: Better to stay local?*	Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich	Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030
Erscheinungsjahr	2022	2023	2021	2022
Auftraggeber	BMWi	-	BMBF	BMBF
Bearbeitung durch	Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu, TU Berlin	Aurora	Ariadne	Acatech, Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Betrachtete Klimaschutzszenarien	T45-Strom, T45-H2	-	Strom-Import, H2-Import	TN-Strom, TN-H2
THG-Neutralität bis	2045	-	2045	2050



Titel der Studie	Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045	EHB	12 Thesen zu Wasserstoff	DVGW
Erscheinungsjahr	2023	2022	2022	2022
Auftraggeber	Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz und Energie des Landes NRW	EHB – European Hydrogen Backbone	-	DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Bearbeitung durch	Wuppertal Institut, IW	Guidehouse	Agora Energiewende, Agora Industrie	Frontier Economics Limited
Betrachtete Klimaschutzszenarien	S4C-KN	-	-	-
THG-Neutralität bis	2045	2045	2045	2045

Abbildung 3-1: Auflistung und Charakterisierung der untersuchten Studien.

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis von (Agora Energiewende et al., 2021; Agora Energiewende & Agora Industrie, 2022; Ariadne, 2021a; Aurora, 2022; BDI, 2021; BMWi, 2021; BMWK, 2022; dena, 2021b; DVGW & Gatzert, 2022; EHB & Guidehouse, 2022; SCI4climate.NRW, 2023; Staiß et al., 2022)

4 Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -Bedarfen

Im Rahmen der Metaanalyse werden die in Kapitel 2 vorgestellten Studien zunächst hinsichtlich der erwarteten H₂-Bereitstellungs- bzw. Produktionskosten und anschließend bezogen auf die H-Bedarfe (Gesamt und Sektoren) ausgewertet. Die Analyse liegt sowohl für den mittelfristigen (Jahr 2030) als auch den langfristigen (Jahr 2045/2050) Zeithorizont vor.

4.1 Zukünftige Wasserstoff-Kosten

Ein weiterer Schwerpunkt der Metaanalyse liegt auf der **kostenseitigen Auswertung** der aktuellen Studienlage zur **Wasserstoffbereitstellung**, hierfür werden Angaben zu Investitions-, Betriebs-, Transport- und Vollkosten des H₂-Bezugs erfasst.

Abbildung 4-1 zeigt zunächst aktuelle Einschätzungen zu Investitionskosten für Elektrolyse-Anlagen im Zeitverlauf. Dabei fällt auf, dass es zwar einzelne Nennungen gibt, die deutlich von den anderen abweichen. Blendet man diese (*S4C-KN* für den heutigen Stand sowie *Öko-Institut* für 2050) aus, verbleibt eine relativ geringe Bandbreite bei den geschätzten Investitionskosten. Für den heutigen Stand werden CAPEX von 690 bis 1000 €/kW Elektrolyseleistung (elektrisch) genannt, für das Jahr 2030 sind es 544 bis 625 €/kW und für die langfristige Perspektive 100 bis 375 €/kW. Das *Öko-Institut* gibt hier den mit Abstand geringsten Wert an. Die Autoren verweisen in ihrer Studie auf unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten, gehen jedoch davon aus, dass Investitionskosten von 100 €/kW langfristig denkbar sind. Es konnten keine expliziten Angaben ermittelt werden, auf welche Elektrolyse-Technologien sich die Kostenangaben beziehen. Einige Studien verweisen jedoch generell auf den Einsatz von Niedertemperatur- (Dena), alkalischen- (BMW_i) oder PEM- (BMW_i, BDI) Elektrolyseuren.

Perspektivisch gehen die Investitionskosten für Elektrolyseure somit in sämtlichen Szenarien stark zurück, was in deutlich geringeren Produktionskosten für Wasserstoff resultiert – unabhängig vom Anlagenstandort. Im Vergleich mit der ersten Metaanalyse aus dem Jahr 2020 zeigt sich in den aktuellen Studien ein Trend zu günstigeren Kosteneinschätzungen. So lagen die CAPEX bei den älteren Publikationen im Median bei 1300 €/kW für den heutigen Stand, bei 735 €/kW für das Jahr 2030 und bei 505 €/kW für die langfristige Perspektive. Damit liegen die mittleren Investitionskosten der älteren Szenarien stets oberhalb der Einschätzungen in den aktuellen Studien.

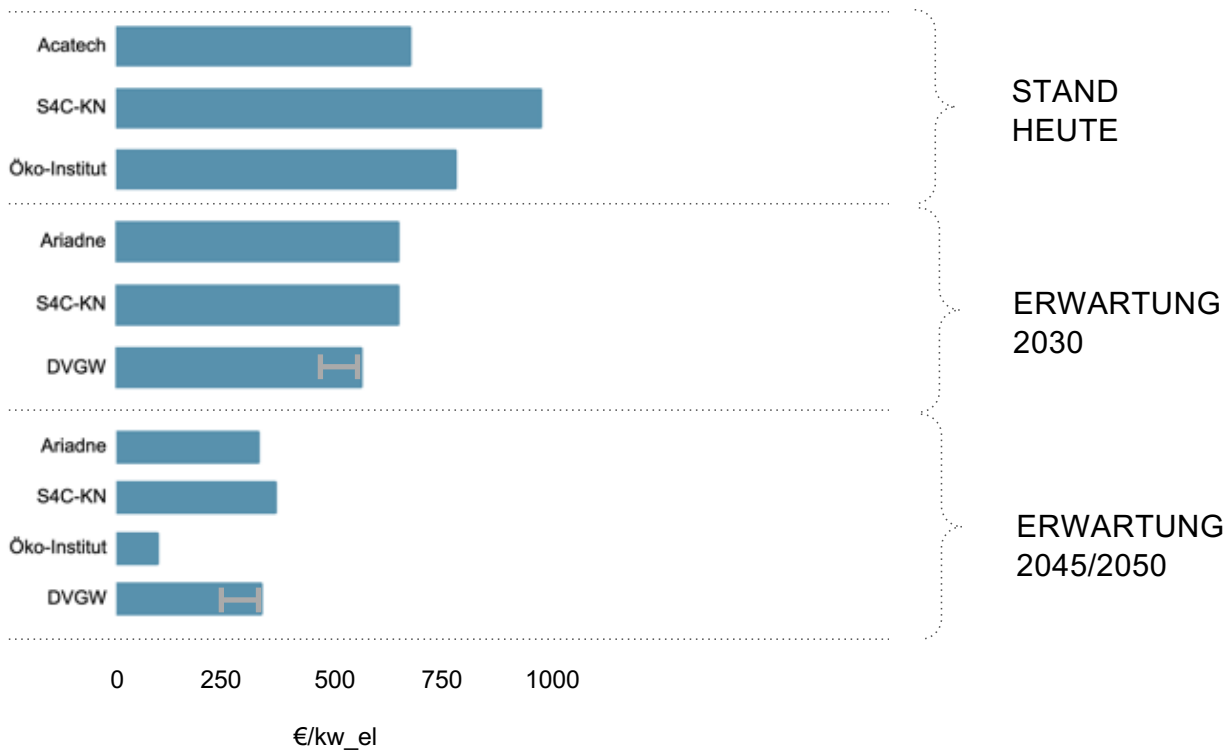


Abbildung 4-1: Investitionskosten für Elektrolyseure.

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3).

Abbildung 4-2 zeigt die Ergebnisse der Metaanalyse mit Blick auf die Bereitstellungskosten von Wasserstoff im Jahr 2030. Sieben der insgesamt zwölf ausgewerteten Studien machen hierzu explizite Angaben. Jeder Punkt im Diagramm steht für eine Kostenabschätzung in der jeweiligen Studie, bei Importen sind die Transportkosten nach Deutschland inkludiert. Rote Punkte stehen für eine Produktion innerhalb Deutschlands. Grüne Punkte symbolisieren Importfälle via Schiff, graue Punkte Bezüge via Pipeline. Bei keinen der Kosten sind inländische Verteilkosten für Wasserstoff einberechnet.

Auffallend ist zunächst die große Bandbreite an Kostenabschätzungen von 4,5 bis 20,5 Ct/kWh H₂ für 2030. Die Spannweite ist bei den Importfällen maßgeblich in der Wahl des Transportmediums und der Entfernung zum Produktionsland begründet, einige Studien² haben zudem verschiedene Szenarien mit explizit optimistischen bzw. pessimistischen Annahmen. Generell wird ein Import von Wasserstoff über Pipelines in jedem Fall als günstiger gegenüber Schiffsoptionen angenommen. Die günstigsten Abschätzungen liegen für Pipelineimporte aus Spanien, Nordwesteuropa, Rumänien, Nordafrika und der Ukraine vor. Vier Studien treffen Aussagen zu einer Wasserstoffproduktion in Deutschland mit Kosten von 7 bis 13,5 Ct/kWh H₂, was im Gesamtvergleich in vielen Fällen konkurrenzfähig ist. Letztgenanntes gilt insbesondere gegenüber Schiffsimporten aus weit entfernten Weltregionen wie Südafrika, Vereinigte Arabische Emirate, Chile oder Australien. Einschränkend muss an

² Acatech, Agora, DVGW.

dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass sich die Kostenangaben in den Studien typischerweise auf einen spezifischen Standort beziehen und somit weder mengen- gewichtet sind, noch Potentialgrenzen unterliegen. Außerdem handelt es sich sowohl bei den Angaben zum Import als auch hinsichtlich einer Produktion in Deutschland um wenige Einzelabschätzungen zu möglichen zukünftigen Kosten

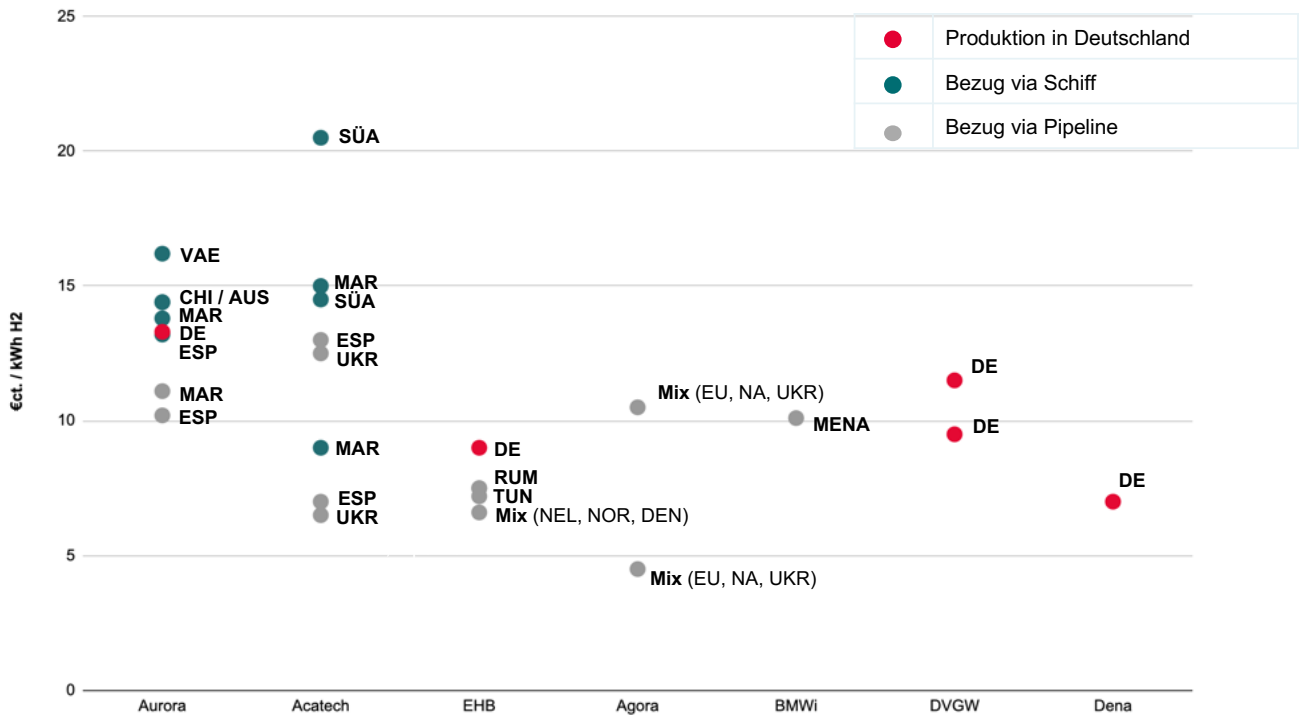


Abbildung 4-2: Wasserstoff-Bereitstellungskosten im Jahr 2030.

Hinweis: VAE = Vereinigte Arabische Emirate, MAR = Marokko, CHI = Chile, AUS = Australien, SÜA = Südafrika, ESP = Spanien, UKR = Ukraine, RUM = Rumänien, TUN = Tunesien, NA = Nordafrika, DE = Deutschland.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3)

Abbildung 4-3 zeigt die Ergebnisse der Metaanalyse mit Blick auf die Bereitstellungskosten von Wasserstoff in der langfristigen Perspektive, d.h. je nach Publikation für das Jahr 2045 oder 2050. Wie schon zuvor machen sieben der insgesamt zwölf ausgewerteten Studien hierzu explizite Angaben, es handelt sich gegenüber der mittelfristigen Perspektive in Abbildung 4-2 aber teilweise um andere Publikationen (hier keine Einschätzung von *Acatech*, dafür von *BDI*). Erneut steht jeder Punkt im Diagramm für eine Kostenabschätzung in der jeweiligen Studie, bei Importen sind die Transportkosten nach Deutschland inkludiert. Rote Punkte stehen für eine Produktion innerhalb Deutschlands. Grüne Punkte symbolisieren Importfälle via Schiff, graue Punkte Bezüge via Pipeline. Bei keinen der Kosten sind inländische Verteilkosten für Wasserstoff einberechnet.

Die Grundaussagen bleiben dieselben wie schon zuvor für das Jahr 2030: Auch für die langfristige Perspektive verbleibt eine Spannweite an Kostenabschätzungen, wenngleich mit 4,2 bis 11 Ct/kWh H₂ deutlich kleiner. Ein Import von Wasserstoff über Pipelines wird nach wie vor stets als günstiger gegenüber einem

Schiffstransport angenommen. Die günstigsten Abschätzungen liegen für Pipelineimporte aus Nordafrika, Spanien und Osteuropa vor. Drei Studien treffen Aussagen zu einer Wasserstoffproduktion in Deutschland mit Kosten von 6,7 bis 8,5 Ct/ kWh H₂, was im Gesamtvergleich etwa im Mittelfeld liegt und damit in vielen Fällen konkurrenzfähig ist. Letztgenanntes gilt weiterhin insbesondere gegenüber Schiffsimporten aus weit entfernten Weltregionen wie Vereinigte Arabische Emirate, Chile oder Australien. Wie schon zuvor gilt für die langfristige Perspektive die Einschränkung, dass es sich sowohl bei den Angaben zum Import als auch zur heimischen Erzeugung teilweise um wenige Einzelabschätzungen zu möglichen zukünftigen Kosten handelt und die Aussagekraft im direkten Vergleich daher begrenzt ist.

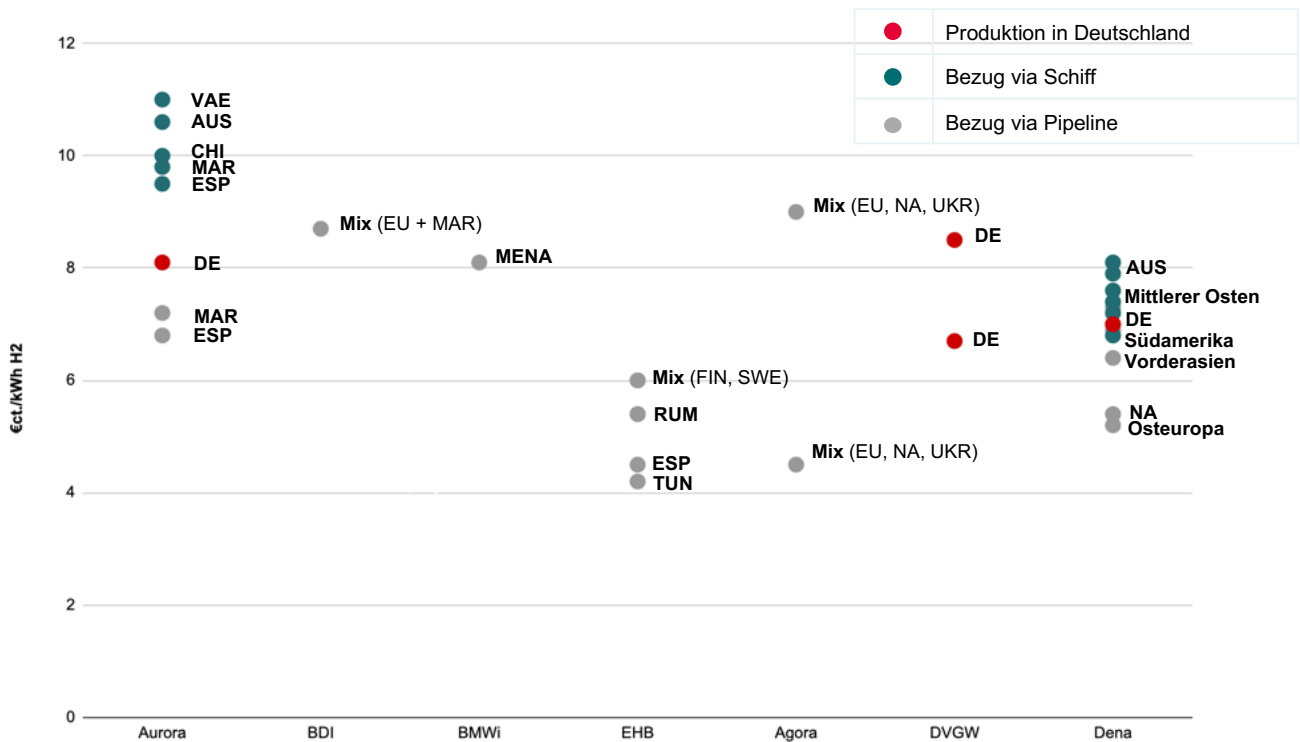


Abbildung 4-3: Wasserstoff-Bereitstellungskosten im Jahr 2045/2050.

Hinweis: VAE = Vereinigte Arabische Emirate, MAR = Marokko, CHI = Chile, AUS = Australien, ESP = Spanien, RUM = Rumänien, UKR = Ukraine, TUN = Tunesien, NA = Nordafrika, FIN = Finnland, SWE = Schweden, DE = Deutschland.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3)

Abbildung 4-4 vergleicht nun die Kostenabschätzungen für einen H₂ -Import aus Nordafrika im Jahr 2030 mit den Szenarien früherer Publikationen, welche im Rahmen der letzten LEE-Studie analysiert wurden. Für die aktuellen Studien werden auch Kostenabschätzungen zur Region Nordafrika gezählt, welche im Original einen Import aus Marokko oder Tunesien vorsehen. Ergänzend sind die in der Studienlandschaft genannten Bandbreiten für eine H₂ -Produktion innerhalb Deutschlands als gestrichelte Linien dargestellt (jeweils niedrigster und höchster Wert). Beim direkten Vergleich ist ein Trend zu erkennen: So schätzen neuere Studien mit Veröffentlichung nach 2020 die Importkosten aus Nordafrika für das Jahr 2030 tendenziell etwas günstiger ein, als jene mit Publikation vor 2020. So liegen die

Mediankosten der älteren Studien mit 14,5 Ct/kWh deutlich über jenen der jüngeren Publikationen (10,6 Ct/kWh). Ferner ist sowohl die günstigste Kostenschätzung bei den neueren Studien zu finden als auch die teuerste bei den älteren Publikationen. Mit Blick auf die Kosteneinschätzungen zu einer Produktion innerhalb Deutschlands lassen sich keine nennenswerten Unterschiede erkennen.

Einschränkend muss an dieser Stelle auf die vergleichsweise kleine Datenmenge bei der Anzahl der Publikationen verwiesen werden. Zudem sind die höchsten Kostenschätzungen bei den älteren Studien auf Sensitivitäten zurückzuführen, in denen der Einfluss von kostensteigernden Annahmen untersucht wurde.

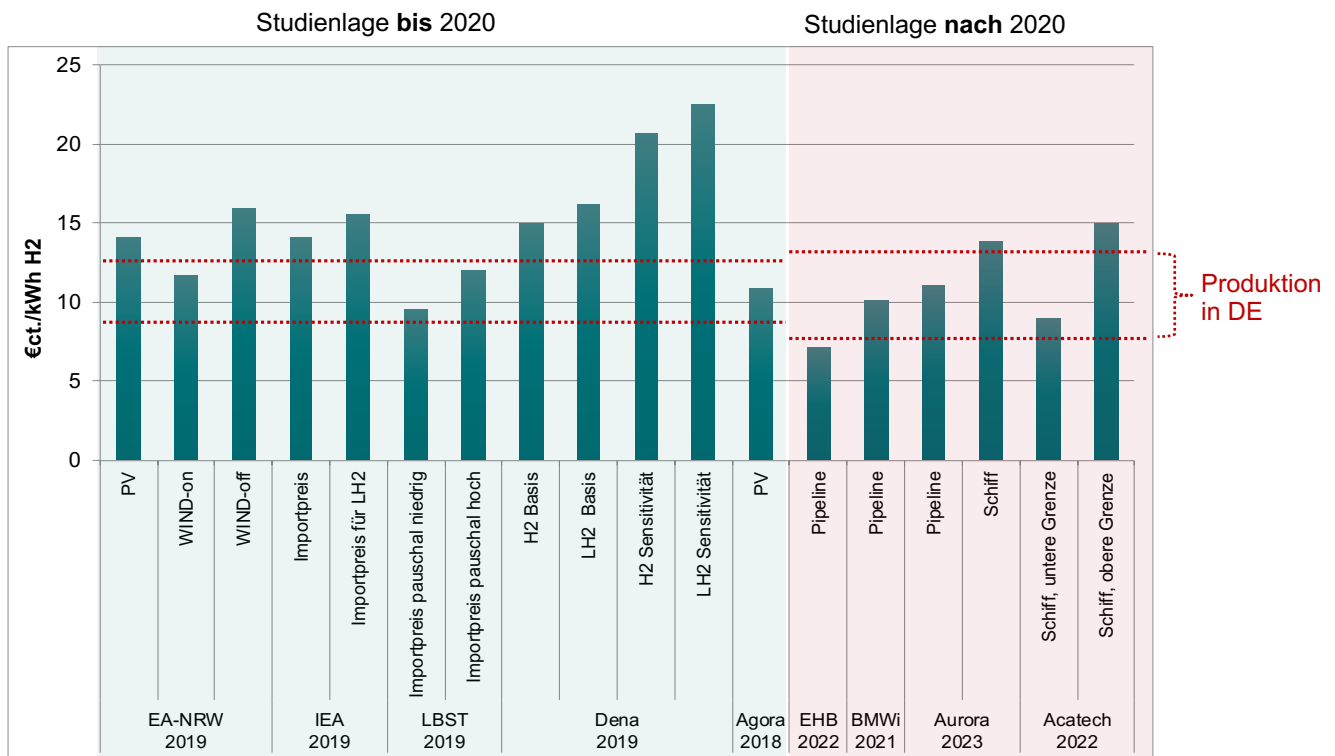


Abbildung 4-4: Vergleich der Studienlage bezüglich H₂-Importkosten aus Nordafrika sowie der H₂-Produktionskosten in Deutschland im Jahr 2030.

Quelle: Eigene Abbildung.

Hinweis: Da bei Dena (2019) keine Transportkosten hinterlegt sind, wurden für den Zweck dieses Vergleichs pauschal dieselben Transportkosten wie bei EA-NRW (2019) angenommen (=2,9 Ct/kWh). Die rot gestrichelten Linien symbolisieren die in der Studienlandschaft genannten Bandbreiten für H₂-Produktionskosten in Deutschland.

Wie Abbildung 4-5 zeigt, lässt sich dieselbe Grundaussage auch für die langfristige Perspektive für einen Wasserstoff-Import aus Nordafrika treffen. So weisen die neueren Studien insgesamt sehr viel günstigere Kosteneinschätzungen auf als diejenigen mit Publikationsdatum vor 2020. Die Mediankosten der älteren Studien liegen mit 10 Ct/kWh deutlich über jenen der jüngeren Szenarien (6,9 Ct/kWh). Gleichzeitig ist auch die Bandbreite für eine H₂-Produktion in Deutschland bei den jüngeren Studien sehr viel kleiner und bewegt sich im oberen Bereich der Importkosten aus Nordafrika.

Die obigen Einschränkungen gelten jedoch insbesondere auch für den langfristigen Vergleich, da hier die Datenmenge noch etwas kleiner ausfällt als zuvor.

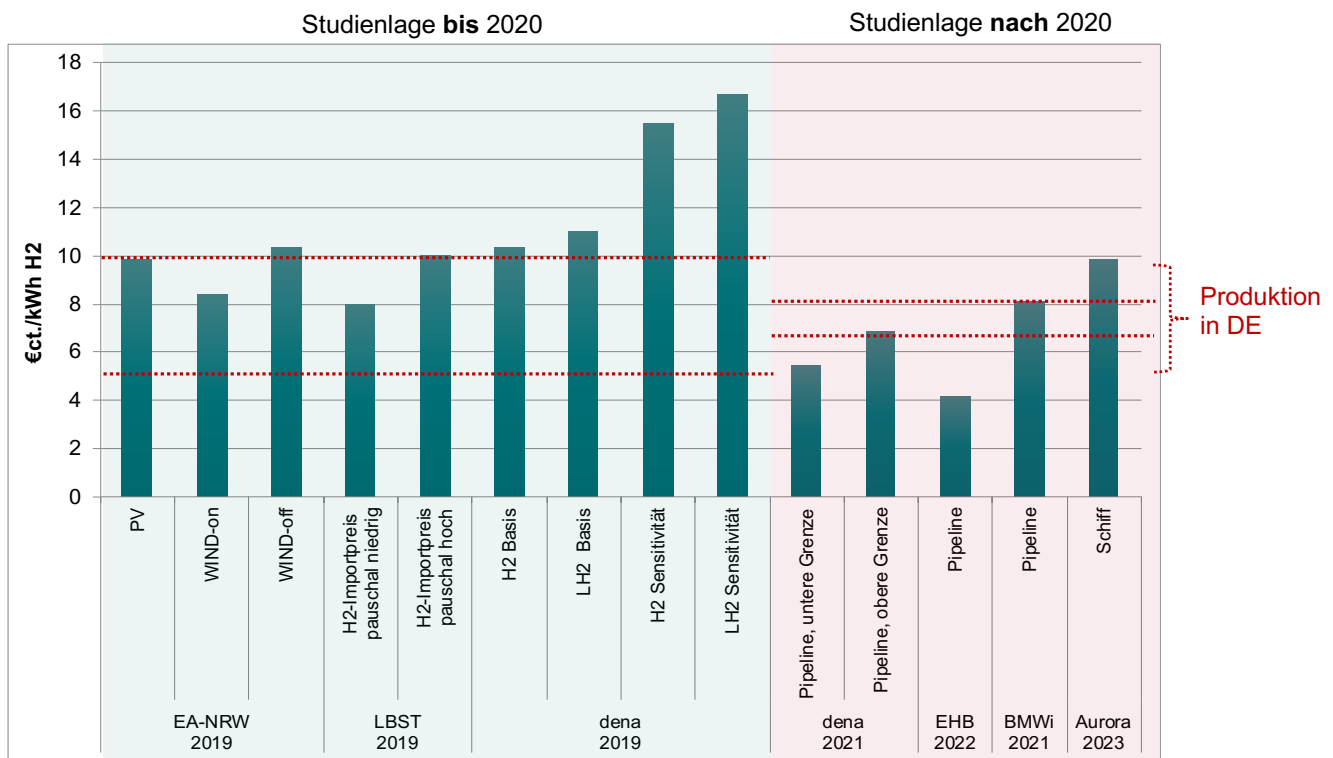


Abbildung 4-5: Vergleich der Studienlage bezüglich H₂-Importkosten aus Nordafrika sowie der H₂-Produktionskosten in Deutschland im Jahr 2050.

Quelle: Eigene Abbildung.

Hinweis: Da bei Dena (2019) keine Transportkosten hinterlegt sind, wurden für den Zweck dieses Vergleichs pauschal dieselben Transportkosten von EA-NRW (2019) angenommen (=2,9 Ct/kWh). Die rot gestrichelten Linien symbolisieren die in der Studienlandschaft genannten Bandbreiten für H₂-Produktionskosten in Deutschland.

4.2 Zukünftige Wasserstoff-Bedarfe

Abbildung 4-6 zeigt die Auswertungsergebnisse für das Jahr 2030. Hier weisen die untersuchten Szenarien eine hohe Bandbreite sowohl bei den Gesamtbedarfen als auch bei den sektoralen Nachfragemengen auf. So beläuft sich die Gesamtnachfrage über alle Sektoren hinweg auf 29 bis 101 TWh H₂. Dabei sind die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft in nahezu allen Szenarien die wichtigsten Nachfrager. Für die Industrie sehen sämtliche Szenarien in 2030 Wasserstoffbedarfe zwischen 2 und 60 TWh vor – zusätzlich zu den heutigen Einsatzmengen an grauem H₂. Auch die Energiewirtschaft benötigt in nahezu allen Szenarien Wasserstoff, mit Einsatzmengen zwischen 0 und 42 TWh. Im Verkehrssektor spielt Wasserstoff mit Ausnahme von *BMWi T45-Strom* in allen Szenarien zumindest eine gewisse Rolle, wobei die Nachfrage hier nur bis zu 11 TWh beträgt. In Gebäuden wird Wasserstoff lediglich in zwei Szenarien und nur mit jeweils geringen Mengen von maximal 6 TWh eingesetzt, namentlich bei *dena* und *S4C-KN*.

Vergleicht man diese Ergebnisse mit der ersten Metaanalyse für den LEE NRW aus dem Jahr 2020, so fällt auf, dass die prognostizierten H₂-Nachfragemengen in den

älteren Studien (Publikation bis 2019) tendenziell höher ausfallen und sich am oberen Ende der aktuellen Szenarien (Publikation ab 2021) verorten. Lediglich drei der jüngeren Szenarien schätzen den H₂-Bedarf im Jahr 2030 auf mindestens 80 TWh (untere Grenze der Nachfrage in älteren Studien), während die übrigen sechs teils deutlich geringere Einsatzmengen von Wasserstoff sehen.

Die in der nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) formulierten Bedarfe von 90 bis 110 TWh H₂ für das Jahr 2030 liegen im Nachfragekorridor der älteren Studien. In der NWS-Prognose enthalten sind jedoch 55 TWh grauer H₂, welcher gegenwärtig überwiegend als Feedstock in Industrieprozessen zum Einsatz kommt. Demgegenüber bilden die im Rahmen der vorliegenden Arbeit analysierten Studien bis 2030 die zusätzliche Nachfrage nach klimaverträglichem Wasserstoff ab, welche für das Beschreiten eines Zielpfads in Richtung Treibhausgasneutralität benötigt werden. Betrachtet man lediglich die Bedarfssteigerung gegenüber dem heutigen Stand, geht die NWS von 35 bis 55 TWh zusätzlichem Wasserstoff bis zum Jahr 2030 aus und liegt damit im Mittelfeld der aktuellen Studienlage.

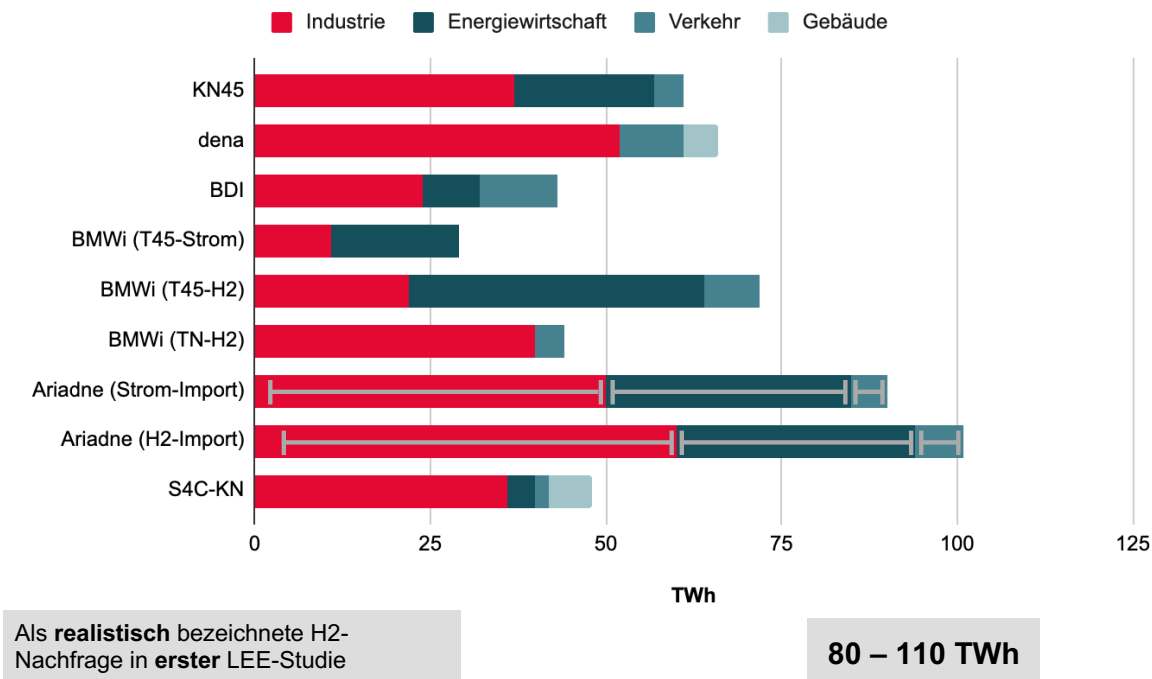


Abbildung 4-6: H₂-Bedarfe nach Sektoren im Jahr 2030.

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3)

Hinweis: Die Ariadne-Szenarien geben jeweils Bandbreiten für H₂-Bedarfe an.

Abbildung 4-7 zeigt die Auswertungsergebnisse bezüglich der Wasserstoffbedarfe für die langfristige Perspektive, d.h. je nach Szenario für das Zieljahr 2045 oder 2050. Hier weisen die untersuchten Szenarien im Vergleich zu 2030 eine noch größere Bandbreite sowohl bei den Gesamtbedarfen als auch bei den sektoralen Nachfrage-mengen auf. Über alle Sektoren hinweg beläuft sich die Gesamtnachfrage auf 184 bis 690 TWh Wasserstoff. Daraus resultiert eine große Bandbreite von 506 TWh H₂, die eine erhebliche Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Nachfrage und Angebot sowie die dafür nötigen Infrastrukturen (Leitungen und Speicher) ausdrückt.

Bei der sektorspezifischen Betrachtung ergibt sich jedoch im Vergleich zur mittelfristigen Perspektive ein differenzierteres Bild. Nach wie vor rechnet jedes Szenario mit signifikanten Einsatzmengen von Wasserstoff für die Industrie, welche sich zwischen 74 und 359 TWh bewegen. Auch sehen die meisten Szenarien bedeutsame Bedarfe im Bereich der Energiewirtschaft vor, welche zum Teil sogar die Industriebedarfe übersteigen (vgl. *BMW*i* TN- H₂* mit 375 TWh und *BMW*i* T45-Strom* mit 259 TWh), bei anderen aber lediglich mit geringen Mengen ergänzen (vgl. *S4C-KN* mit 16 TWh und *BMW*i* TN- H₂* mit 24 TWh).

Bei den Sektoren Verkehr und Gebäude ergibt die Studienlage ebenfalls kein einheitliches Bild, dennoch lassen sich einige Schlussfolgerungen ziehen. Alle Szenarien – mit Ausnahme von *BMW*i* T45-Strom* – sehen zumindest geringe H₂-Mengen im Mobilitätssektor. Ein breiter Einsatz wird dagegen lediglich von denjenigen Szenarien gesehen, welche ohnehin einen sehr starken Fokus auf Wasserstoff legen (*BMW*i* T45- H₂* und *TN- H₂* sowie *Ariadne H₂-Import*). Bei der Wärmebereitstellung in Gebäuden ist das Bild zweigeteilt: Während sechs Szenarien hier überhaupt keinen oder nur einen sehr geringen Bedarf prognostizieren, sehen drei der Szenarien (*BMW*i* TN- H₂*, *Ariadne H₂-Import* und *dena*) zum Teil erhebliche Einsatzmengen von 79 bis 178 TWh vor.

Insgesamt decken sich die langfristigen Gesamtbedarfe weitgehend mit den Ergebnissen der ersten Metaanalyse (mit Ausnahme von wenigen aktuellen Szenarien mit explizitem Wasserstofffokus).

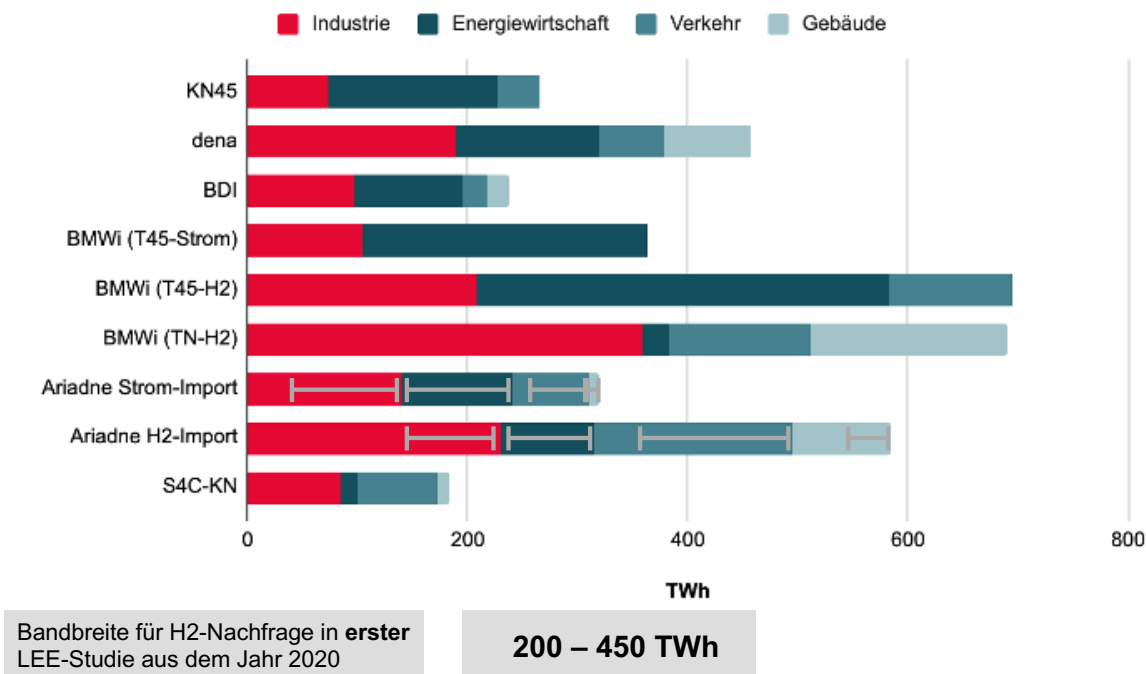


Abbildung 4-7: H₂-Bedarfe nach Sektoren im Jahr 2045/2050.

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3).
Hinweis: Die Ariadne-Szenarien geben jeweils Bandbreiten für H₂-Bedarfe an.

Wenngleich sämtliche Szenarien bereits für das Jahr 2030 nennenswerte H₂-Bedarfe von rund 30 bis 100 TWh H₂ vorsehen, ist das Bild bei der Versorgung mit Wasserstoff zweigeteilt: Wie Abbildung 4-8 zeigt, erfolgen in drei der Szenarien explizit

keine Importe im Jahr 2030, weshalb die Versorgung über eine heimische Produktion bewerkstelligt wird. Im Szenario S4C-KN werden H₂-Importe erst nach 2030 notwendig, bedingt durch einen starken Ausbau erneuerbarer Energien und sehr moderate Wasserstoffbedarfe. BDI geht davon aus, dass bis 2030 alle benötigten H₂-Mengen inländisch erzeugt werden, da ein Schiffstransport nicht wettbewerbsfähig ist und Pipelines noch nicht existieren. Das BMWi-Szenario T45-Strom setzt generell auf möglichst hohe Elektrifizierungsquoten und benötigt daher erst ab 2040 H₂-Importe, um die inländische Erzeugung zu ergänzen. Insgesamt sechs der Szenarien gehen jedoch von signifikanten Wasserstoffimporten aus, diese liegen maximal zwischen 35 und 57 TWh.

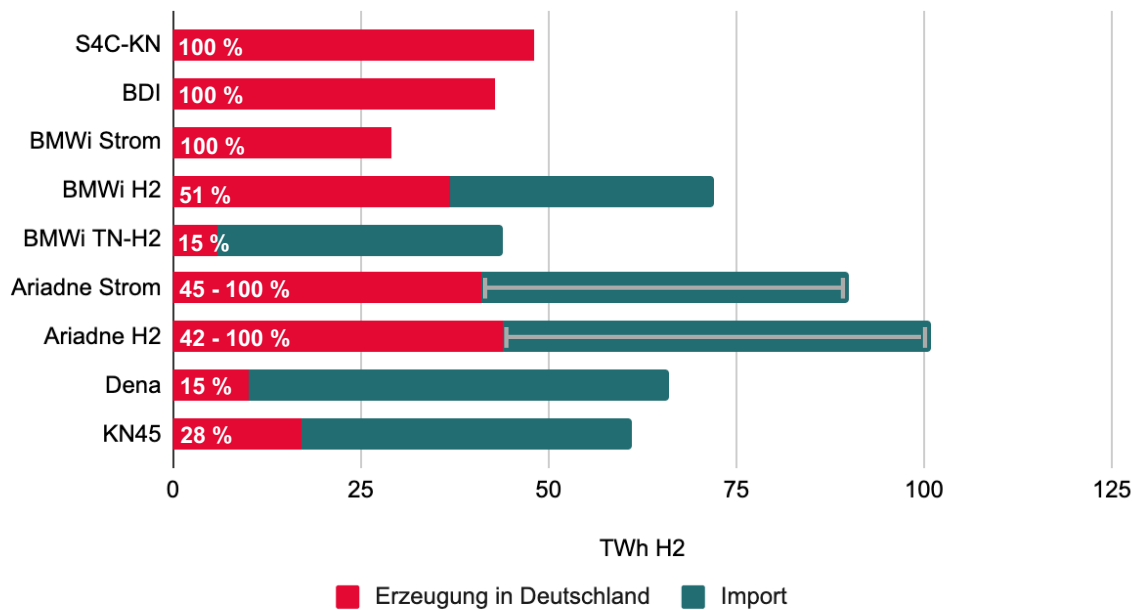


Abbildung 4-8: Anteile von heimischer H₂-Erzeugung ggü. H₂-Importen im Jahr 2030.

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3).

Hinweis: Die Ariadne-Szenarien geben jeweils Bandbreiten für Einsatzmengen von Wasserstoff und Importanteile vor.

Die Anteile heimischer Erzeugung, welche als Prozentzahlen in Abbildung 4-8 dargestellt sind, liegen damit im Jahr 2030 zwischen 15 % (BMWi TN-H₂ und Dena) und 100 % (S4C-KN, BDI, BMWi-Strom sowie teilweise Ariadne-Szenarien). Alle Szenarien sehen damit – unter Voraussetzung einer Deckung der prognostizierten Bedarfe – auch Produktionsstandorte in Deutschland vor.

Langfristig, d.h. bis zum Jahr 2045 bzw. 2050 sehen alle Studien umfangreiche Wasserstoffimporte (siehe Abbildung 4-9) vor. Erneut ergibt sich ein zweigeteiltes Bild: Etwa die Hälfte der Szenarien geht von Importmengen bis rund 200 TWh H₂ aus, teilweise auch deutlich weniger (vgl. S4C-KN mit lediglich 78 TWh), während vier Abschätzungen im Bereich von rund 400 TWh H₂ liegen.

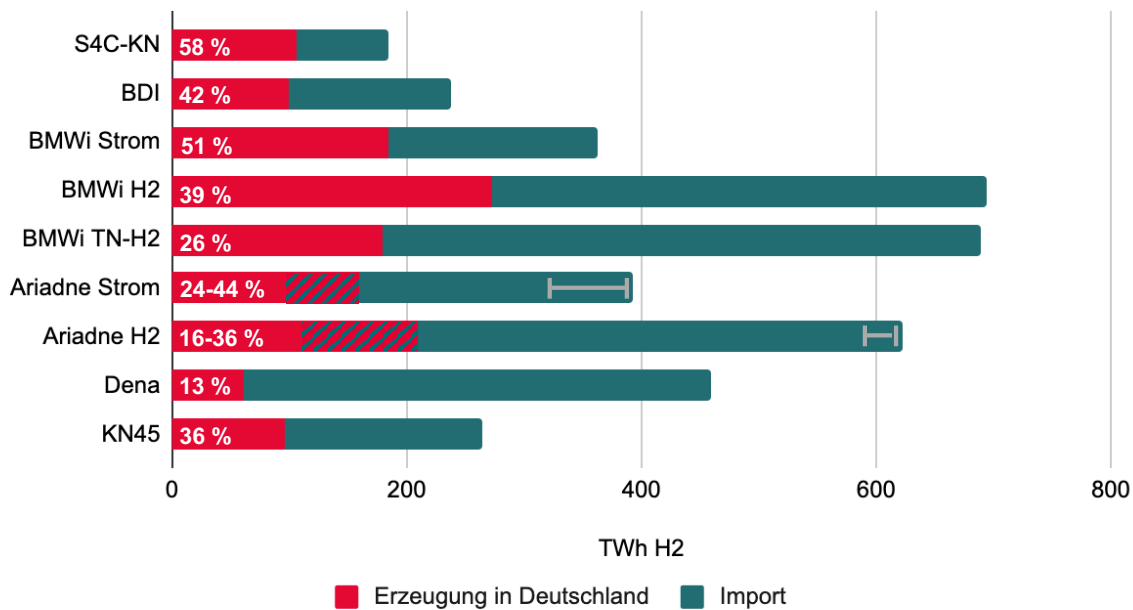


Abbildung 4-9: Anteile von heimischer H₂-Erzeugung ggü. H₂-Importen im Jahr 2045/2050.

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3).

Hinweis: Die Ariadne-Szenarien geben jeweils Bandbreiten für Einsatzmengen von Wasserstoff und Importanteile vor.

Wie in Abbildung 4-9 dargestellt, bewegen sich die Anteile heimischer H₂-Erzeugung damit langfristig zwischen 13 % (Dena) und 58 % (S4C-KN). Je höher die Gesamtbedarfe für Wasserstoff in den jeweiligen Szenarien, desto größer fällt auch die Importabhängigkeit aus.

Zusammenfassend zeigt die Metaanalyse, dass bereits im Jahr 2030 signifikante Bedarfe nach zusätzlichem, klimafreundlichem Wasserstoff bestehen, die in den meisten Szenarien zu großen Teilen durch inländische Erzeugung gedeckt werden könnten. Die Bandbreiten sind hinsichtlich der mittel- und insbesondere langfristig prognostizierten Nachfragemengen jedoch sehr groß. Einige Studien sehen die Möglichkeit, mit etwa 200 TWh H₂ die Treibhausgasneutralität zu erreichen und die benötigten Wasserstoffmengen etwa zur Hälfte in Deutschland zu erzeugen. Andere Publikationen schlagen einen deutlich umfangreicheren Wasserstoffeinsatz vor und sind dafür sehr viel stärker auf Importe angewiesen.

4.3 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

- **Die bis zum Jahr 2030 erwarteten H₂-Bedarfe sind im Vergleich zur vorigen Studie zum Teil deutlich zurückgegangen.**
- Langfristig (bis 2045/2050) besteht immer noch eine große Bandbreite bezüglich der erwarteten H₂-Bedarfe von etwa 200 bis 700 TWh, die alle Sektoren betrifft
- Die H₂-Produktionskosten in Deutschland werden mittelfristig zwischen 7 und 13 ct/kWh sowie langfristig zwischen 7 und 9 ct/kWh gesehen.
- Sie liegen damit meistens unterhalb der Importkosten per Schiff aus weit entfernten Regionen (ca. 9 bis 21 ct/kWh in 2030 bzw. 7 bis 11 ct/kWh in 2050) sowie etwa in der Mitte der Bereitstellungskosten per Pipeline (ca. 5 bis 15 ct/kWh in 2030 bzw. 4 bis 12 ct/kWh in 2050)

- Die günstigsten Abschätzungen liegen für Pipelineimporte aus Spanien, Osteuropa, Nordeuropa und Nordafrika vor
- Neuere Studien zeigen einen Trend zu optimistischeren Kostenabschätzungen für Wasserstoffimporte (zumindest aus der Region Nordafrika).

5 Kritische Einordnung der Wasserstoff-Bedarfe

Sowohl die nationale Wasserstoffstrategie als auch die in Kapitel 3 betrachteten Studien erwarten im Zeitverlauf (bis 2045) zunehmend steigende H₂-Bedarfe in Deutschland, die in der Regel deutlich größer als die erwartete inländische H₂-Produktion sind. Daher werden mehr oder weniger starke H₂-Importe zur Bedarfsdeckung unterstellt³. Es bleibt jedoch zumindest bis etwa 2030 sehr unsicher, ob ausreichend schnell H₂-Importe zur Verfügung stehen werden (SCI4climate.NRW, 2021). Knappheiten und damit verbunden hohe H₂-Bezugskosten werden den nötigen H₂-Hochlauf daher absehbar auf längere Sicht begleiten. Deswegen und zur Vermeidung von unnötig hohen Importabhängigkeiten ist es ratsam und vorteilhaft, den Bedarf zunächst auf die für eine klimaneutrale Transformation wirklich nötigen Anwendungen zu fokussieren. Dass dies möglich ist, legen die großen Bandbreiten für den langfristigen H₂-Bedarf in den zuvor betrachteten Klimaschutzstudien nahe, die bei reduzierter Anwendungsbreite mit relativ wenig Wasserstoff auskommen können.

Als „wirklich nötig“ bzw. sogenannte no-regret-H₂-Anwendungen werden alle diejenigen bezeichnet, die sonst technisch bzw. ökonomisch nicht sinnvoll elektrifizierbar bzw. anderweitig „dekarbonisierbar“ sind. Zu den wenigen no-regret-H₂-Anwendungen⁴ gehören nach (Ariadne, 2021b, S. 6f, 26) und (Wietschel, M. et al., 2021, S. 24ff), die:

- Ammoniak- und Primärstahlproduktion sowie
- Grundstoffchemie und Raffinerien

Zu weiteren H₂-Anwendungen, bei denen es aus techno-ökonomischen Gründen noch unsicher ist, ob sie eher direkt mittels EE-Strom oder indirekt durch grünen Wasserstoff (bzw. Derivaten) elektrifiziert werden, gehören zudem die Hochtemperatur-Prozesswärme⁵ in der Industrie oder der Schwerlasttransport auf der Straße (Wietschel, M. et al., 2021, S. 24).

Für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit insbesondere im Fall von künftigen „Dunkelflauten“ sollte aus Sicht der Autoren zumindest langfristig auch noch die saisonale Speicherung bzw. Rückverstromung von grünem Wasserstoff in Gaskraftwerken zu den no-regret-H₂-Anwendungen hinzugezählt werden.

5.1 Bedeutung von no-regret-Wasserstoff

Im Unterschied zu den oben abgeleiteten no-regret-Anwendungen in der Grundstoffindustrie und Stromversorgung sowie ggf. im Verkehr ist insbesondere der H₂-Einsatz im Wärmebereich unter Vorbehalt zu stellen. Hier stehen vor allem im

³ Deutschland und seine Nachbarländer (mit Ausnahme von Frankreich) werden im Rahmen der europäischen Infrastrukturplanung auch als zentrale Importregion betrachtet (EHB & Guidehouse, 2022).

⁴ Hierzu gehört sowohl der stoffliche als auch der energetische Einsatz von Wasserstoff. Eine sehr differenzierte und fortlaufend angepasste Einteilung und Beschreibung von H₂-Anwendungen ist zudem hier zu finden: <https://www.deassociation.ca/newsfeed/the-clean-hydrogen-ladder-now-updated-to-v41>.

⁵ Im Vergleich zu hohen Temperaturen kann Prozesswärme mit niedrigen bis mittleren Temperaturen (≤300°C) sehr gut und effizient mittels „Hochtemperatur“-Wärmepumpen und Elektrodenkessel bereitgestellt werden.

Raumwärmebereich als auch überwiegend im industriellen Prozesswärmebereich effizientere Alternativen zur Verfügung.

Abbildung 5-1 zeigt zunächst anhand eines Fallbeispiels die Implikationen einer Nutzung von Wasserstoff in Gaskesseln für die **Raumwärmebereitstellung** im Vergleich zu Wärmepumpen und energetischer Sanierung auf. Dabei stehen Bestandsgebäude mit typischen Nutzenergiebedarfen im Vordergrund, da sie einerseits den Bestand dominieren und andererseits der H₂-Einsatz zumindest mittelbar als „Alternative“ zur schwierigen Beschleunigung der Sanierung in Teilen des derzeitigen Diskurses in Kauf genommen wird⁶. Um den Wärmebedarf von rund 19.000 Wohneinheiten in diesem Fallbeispiel durch Wasserstoff zu decken, wäre jährlich eine inländische Stromerzeugung für die H₂-Produktion von ca. 25 MWh pro Wohnung nötig, wofür insgesamt etwa 64 Onshore-Windenergieanlagen mit einer Leistung von jeweils 3 MW benötigt würden. Im Vergleich dazu würden insgesamt lediglich 14 Windenergieanlagen und eine jährliche Strommenge von 5,6 MWh pro Wohnung ausreichen, um die gleiche Anzahl Gebäude mittels Wärmepumpen zu beheizen. Es müssten also 50 Windenergieanlagen weniger errichtet und betrieben werden und es könnte 80 % an Strom eingespart werden, wenn für die Raumwärme statt auf H₂ in Gaskesseln auf Wärmepumpen gesetzt würde. Diese Zahlen gelten zunächst für eine rein inländische Versorgung, lassen sich aber zumindest hinsichtlich der Effizienzvergleiche auch auf H₂-Exportländer übertragen.

Hinzu kommt, dass eine energetische Sanierung zusätzlich helfen würde, den Energieverbrauch für die Raumwärme langfristig erheblich zu senken und die damit verbundenen Betriebskosten und Abhängigkeiten von Importen dauerhaft zu reduzieren.

⁶ „In den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H2-G entwickelt sich der Gebäudebestand nur etwas ambitionierter als in der Vergangenheit weiter. Die Investitionen fließen überwiegend in die Bereitstellung von erneuerbaren Brennstoffen. Sie haben damit einen stärker konsumtiven Charakter. Diese Brennstoffe erlauben einen Weiterbetrieb der Heizkessel-Technologie. Technische Fortschritte werden nicht innerhalb, sondern außerhalb des Gebäudesektors gemacht.“ (Schubert, o. J., S. 25)

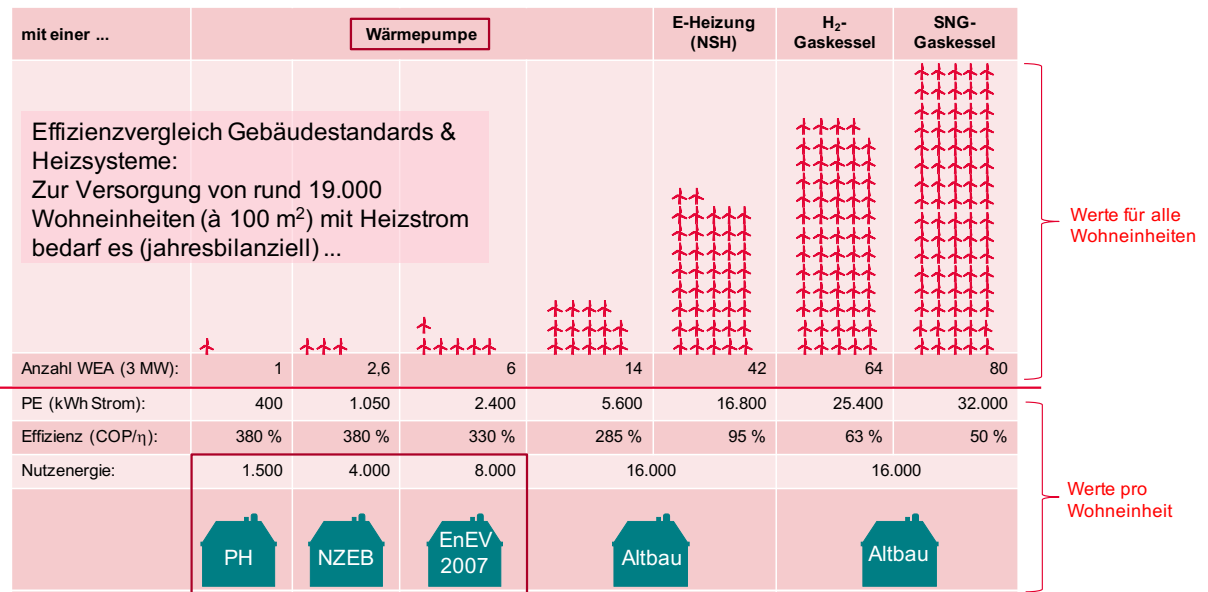


Abbildung 5-1: Effizienz- und Versorgungsvergleich für die Raumwärmebereitstellung mittels Wärmepumpen, Elektroheizungen, H₂- und SNG-Gaskessel anhand eines Fallbeispiels in Deutschland

Quelle: Darstellung nach (Schüwer, D. et al., 2021, S. 14ff)

NSH: Nachtspeicherheizung, SNG: Synthetisches Erdgas, WEA: Windenergieanlage, PE: Primärenergie, COP: Effizienz der Wärmepumpe (coefficient of performance), PH: Passivhaus, NZEB: Nullenergiehaus (net zero energy building)

Die **industrielle Prozesswärme** spielt heute mit einem Energiebedarf von ca. 450 TWh eine bedeutende Rolle im Energiesystem. Sie hat damit einen Anteil von ca. 2/3 am Gesamtverbrauch des Industriesektors und von knapp 19 % am gesamten Endenergiebedarf Deutschlands (IN4Climate.NRW, 2022). Ihre Deckung erfolgt heute weit überwiegend durch fossile Energieträger (vor allem Erdgas) und Fernwärme, während Strom, Biomasse und grüne Gase zusammen lediglich ca. 15 % abdecken (siehe Abbildung 5-2). Strom und grüne Gase, wozu in den betrachteten Szenarien in dem Diagramm ab 2030 vor allem grüner Wasserstoff gezählt wird, gewinnen langfristig erheblich an Bedeutung, allerdings je nach Szenario in unterschiedlichem Umfang. Der Anteil von grünem Wasserstoff an der industriellen Prozesswärmebereitstellung liegt im Jahr 2045 zwischen 9 % (BMWi-Szenario TN-Strom) und sogar 62 % im BMWi-Szenario TN-H₂. Das BDI-Szenario liegt mit 29 % H₂-Anteil zwischen diesen beiden Szenarien und setzt hauptsächlich auf EE-Strom.

Die erheblichen – absolut betrachtet nahezu diametralen – Unterschiede beim Einsatz von Strom und Wasserstoff in den beiden BMWi-Szenarien lässt sich aufgrund ihrer unterschiedlichen Energieträger-Fokussierungen erklären. Der besonders hohe H₂-Verbrauch für Prozesswärme im Szenario TN-H₂ resultiert dabei aus einem hohen Einsatz für die Bereitstellung von Dampf. Dieser könnte auch durch Elektrodenkessel und Hochtemperatur-Wärmepumpen gedeckt werden. Der H₂-Bedarf ließe sich dadurch im Jahr 2045 in diesem Szenario um ca. 91 TWh auf 124 TWh absenken und würde damit nur noch moderat höher als im BDI-Szenario liegen. Darüber hinaus bestehen im Bereich der industriellen Prozesswärmebereitstellung (inkl. des Hochtemperaturbereichs) noch weitere Substitutionsmöglichkeiten für Wasserstoff (bspw. Biomasse).

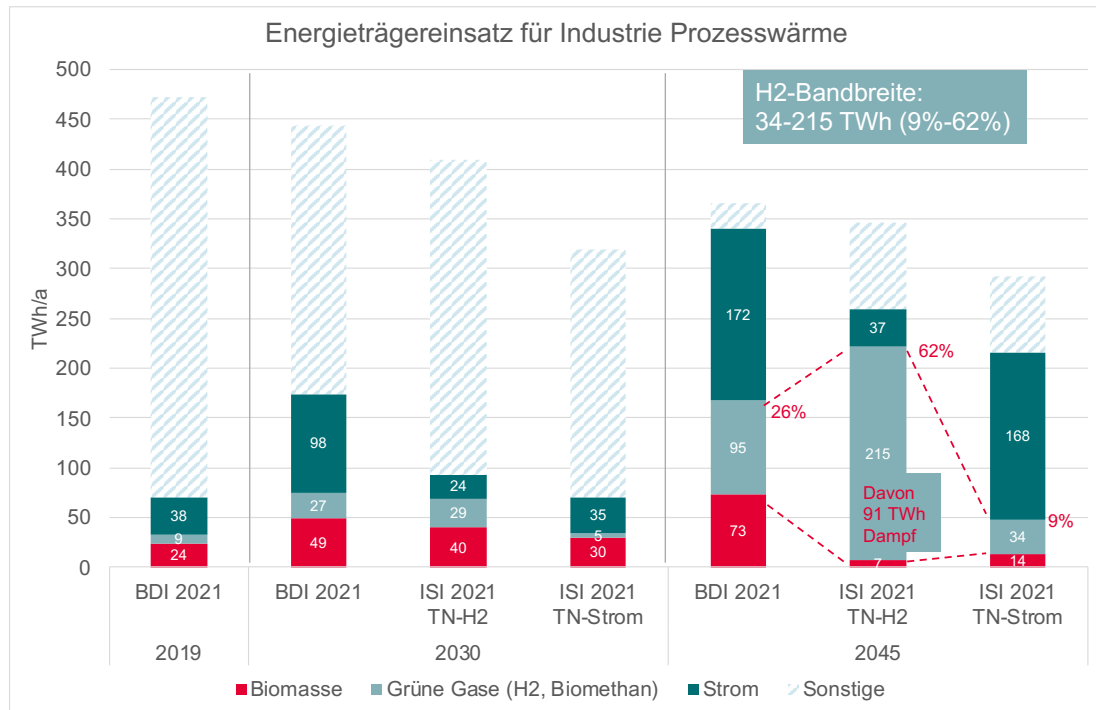


Abbildung 5-2: Energieträgereinsatz für industrielle Prozesswärme für die Jahre 2019, 2030 und 2045 nach Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3)

Durch einen Fokus auf Strom für die Bereitstellung von Prozesswärme, sofern technisch und wirtschaftlich möglich, lassen sich also große H₂-Mengen und damit H₂-Produktions- bzw. -Importbedarfe vermeiden. Im Gegenzug braucht es dann allerdings eine erhöhte EE-Strombereitstellung, um den Endenergiebedarf der industriellen Prozesswärme zu decken. Die benötigte Strommenge fällt jedoch im Vergleich zum Wasserstoffeinsatz deutlich niedriger aus, aufgrund der höheren Effizienz der direkten Stromnutzung. Im Nieder- und Mitteltemperaturbereich sind jedoch durch den Einsatz von Wärmepumpen und ggf. von industrieller Abwärme auch Effizienzsteigerungen möglich. Der Strombedarf wächst daher nicht in gleichem Maße wie der H₂-Bedarf zurückgeht.

Auch mit Blick auf den Verkehrssektor sollte eine direkte Elektrifizierung aus Gründen der Energieeffizienz stets gegenüber einem Einsatz von Wasserstoff oder E-Fuels bevorzugt werden. Wie Abbildung 5-3 zeigt, benötigen Fahrzeuge mit wasserstoffbasiertem Brennstoffzellenantrieb in der Gesamtbilanz etwa die doppelte Strommenge pro 100 km als ein batteriebetriebenes Elektrofahrzeug. Beim Einsatz von sogenannten E-Fuels, d.h. synthetischen Flüssigkraftstoffen auf Wasserstoffbasis, wird sogar die siebenfache Strommenge gegenüber einem batteriebetriebenen Elektrofahrzeug benötigt. Ein Einsatz dieser Energieträger ist somit zumindest im PKW-Segment mit deutlichen Nachteilen behaftet. Einzig beim Schwerlasttransport auf der Straße und weiteren schweren Nutzfahrzeugen könnten direkte Elektrifizierungsstrategien an ihre Grenzen kommen, weshalb Wasserstoffprodukte hierfür diskutiert werden.

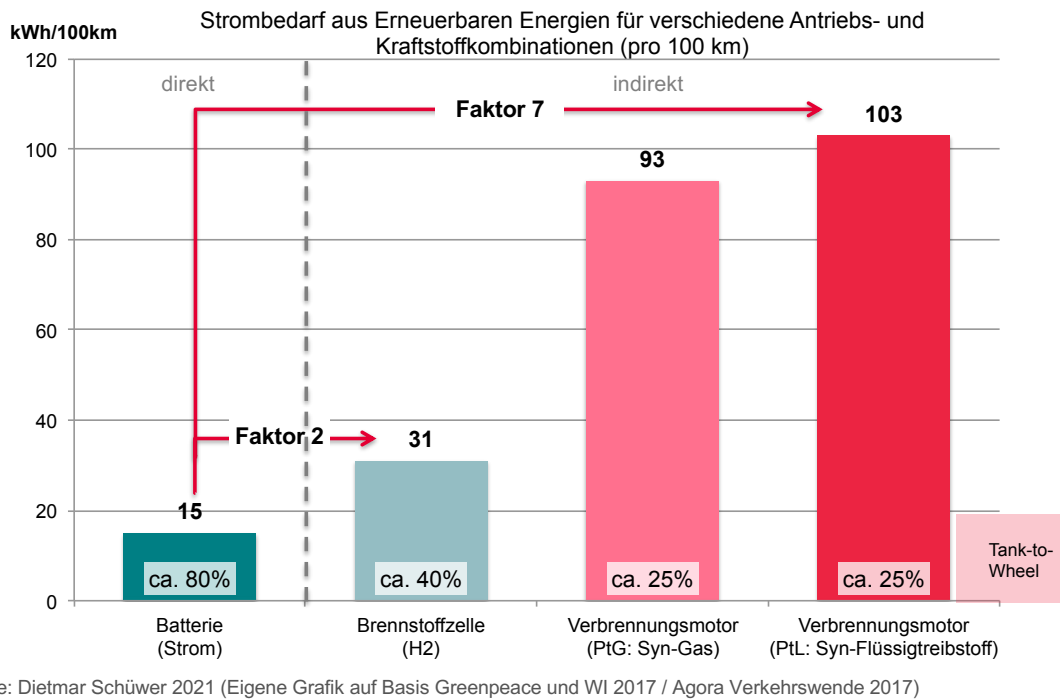


Abbildung 5-3: Vergleich von direkter und indirekter Elektrifizierung bei PKW.

Quelle: (Schüwer, 2021)

Hinweis: Die dargestellten Strombedarfe in kWh/100 km beziehen sich auf Gesamtbilanz (well-to-wheel). Ergänzend sind in den jeweiligen Balken die Fahrzeugeffizienzen (tank-to-wheel) dargestellt.

Die Abbildung 5-4 zeigt auf, welchen Einfluss ein Fokus auf no-regret-Wasserstoff langfristig auf die H₂-Nachfrage und -Eigenerzeugungsquoten haben kann. Die H₂-Gesamtnachfrage steigt bis Mitte des Jahrhunderts je nach Szenario und ohne Fokussierung des H₂-Einsatzes auf Werte zwischen knapp 240 TWh (BDI-Szenario) und 690 TWh (BMW-TN-H₂-Szenario) an. Wenn der Wasserstoff dagegen in diesen beiden „extremen“ Szenarien auf die no-regret-Anwendungen in der Industrie und im Umwandlungssektor begrenzt würde, dann könnten die H₂-Bedarfe im BDI-Szenario immerhin noch um 41 TWh auf 196 TWh und im BMW-Szenario TN-H₂ dagegen um rd. 470 TWh auf nur noch 221 TWh reduziert werden. Die H₂-Importe ließen sich dadurch im gleichen Umfang vermeiden und die Eigenerzeugungsquote könnte bei gleicher inländischer H₂-Produktion von zuvor 13 bis 42 % auf 21 bis 82 % gesteigert werden.

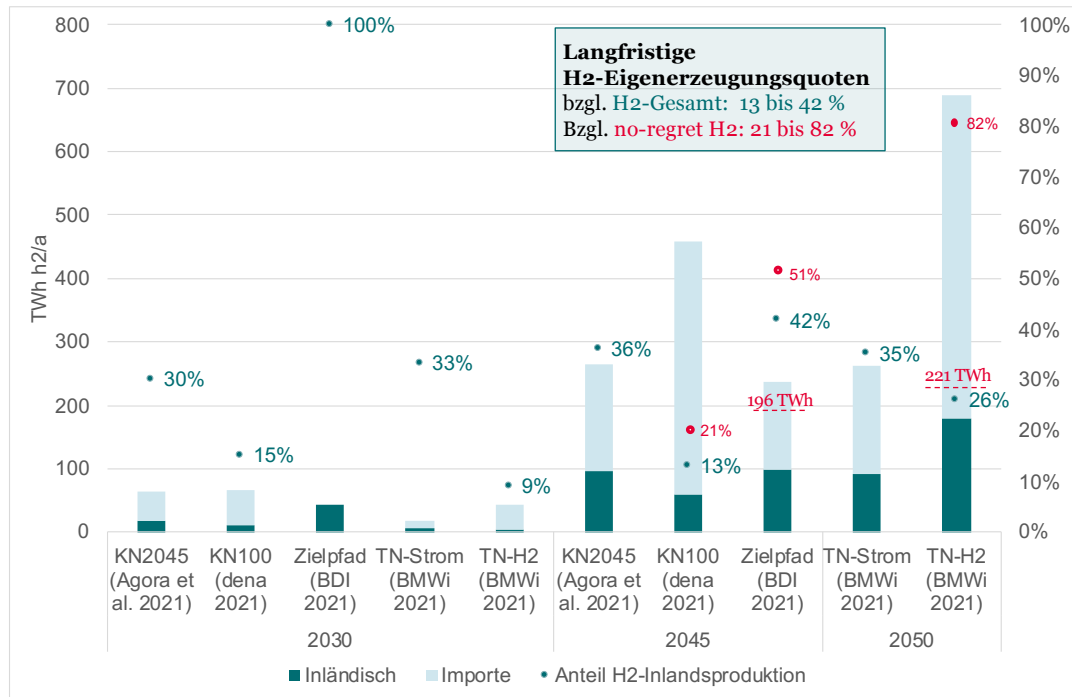


Abbildung 5-4: Inländische H₂-Erzeugung und H₂-Importe 2030 und 2045/2050 sowie resultierende H₂-Eigenerzeugungsquoten auch für no-regret-Wasserstoff nach Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3)

Die Fokussierung auf no-regret-H₂-Anwendungen hat daher erheblichen Einfluss auf die „nötige“ H₂-Nachfrage und kann somit die erforderlichen Erzeugungs- und Importmengen zu Gunsten von direkter Elektrifizierung und Effizienzsteigerung signifikant reduzieren. Inwiefern eine solche Fokussierung auf no-regret H₂-Anwendungen auch langfristig nötig bzw. optimal ist, lässt sich jedoch aus heutiger Sicht noch nicht beantworten.

Aus Systemsicht könnte eine stärkere Nutzung von Wasserstoff und der Gas-Infrastrukturen auch zur Entlastung des Stromsystems, d. h. des nötigen Ausbaus von Stromerzeugung und -netzen, sowie zur Erhöhung der Resilienz des Gesamtsystems führen. Kurz- bis mittelfristig wird no-regret Wasserstoff jedoch von Vorteil für den H₂-Hochlauf und die Transformation von schwer direkt elektrifizierbaren, CO₂-intensiven Anwendungen sein.

6 Kritische Einordnung von blauem Wasserstoff

Bei blauem Wasserstoff handelt es sich um grauen Wasserstoff, dessen CO₂-Emissionen bei der vorherrschenden konventionellen Erzeugung mittels Dampfreformierung aus fossilen Energieträgern (meistens Erdgas) durch eine anschließende CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) deutlich reduziert werden können. Er kann dann bei Einhaltung bestimmter CO₂-Emissionsfaktoren (Grenzwerte) wie z. B. dem CertifHy-Benchmark⁷ als „CO₂-armer“ Wasserstoff bezeichnet und gehandelt werden.

Die Bedeutung von CO₂-neutralem Wasserstoff für Deutschland wird in der aktuell noch gültigen nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) von Juni 2020 wie folgt abgeleitet (BMWi, 2020, S. 3). Demnach soll bis zum Jahr 2030 ein europäischer und globaler H₂-Markt entstehen, auf dem auch blauer (sowie türkiser)⁸ Wasserstoff gehandelt wird. Dieser soll – sofern verfügbar – aufgrund der engen infrastrukturellen Einbindung von Deutschland in Europa auch hier eine Rolle spielen und genutzt werden. Im Vergleich zu dieser, bis dato indirekten und eher zurückhaltenden Berücksichtigung wird blauer Wasserstoff nun im Rahmen der aktuellen NWS-Fortschreibung durch die neue Bundesregierung dezidiert adressiert. In dem (den Autoren vorliegenden, aber noch unveröffentlichten) überarbeiteten und zwischen den Ressorts abgestimmten Referenten-Entwurf vom 24.02.2023 auf Seite 8 heißt es:

- „Um einen schnellen Aufbau und Hochlauf des Wasserstoffmarktes sicherzustellen und eine mangelnde Bedarfsdeckung während der Transformationsphase zu verhindern, werden wir bei Importen auch auf kohlenstoffarm erzeugten Wasserstoff zurückgreifen. Hierfür ermöglichen wir mit einer technologieoffenen Ausgestaltung der Wasserstoffregulatorik den Einsatz von blauem und türkischem Wasserstoff, der aber den bereits genannten ambitionierten CO₂-Grenzwert erfüllen muss (25 Gramm pro CO₂-äq./MJ H₂, analog EU Taxonomie).“

Der Erzeugungsschwerpunkt von blauem Wasserstoff wird demnach im Ausland und nicht in Deutschland gesehen.

Eine Hauptmotivation für diese geplante Aufnahme von blauem Wasserstoff in die NWS als auch in die aktuelle energiepolitische Diskussion stellt demnach die Erwartung dar, dass dieser schnell und zusätzlich zu grünem Wasserstoff in großem Umfang verfügbar sein kann und auch benötigt wird, um die erwarteten H₂-Bedarfe bis 2030 CO₂-arm zu decken. Darüber hinaus wird zu Gunsten von blauem Wasserstoff flankierend angenommen, dass dieser (temporär) kostengünstiger produziert werden kann als grüner Wasserstoff und CO₂-ärmer ist als grauer Wasserstoff.

Die Hauptargumente der Befürworter*innen von blauem Wasserstoff lassen sich demnach wie folgt zusammenfassen und entsprechend analysieren:

- Schnell und zusätzlich zu grünem Wasserstoff in großem Umfang verfügbar,
- Emissionsärmer als grauer Wasserstoff bzw. „CO₂-arm“ herstellbar und

⁷ Bei CertifHy handelt es sich um ein fortlaufendes Projekt, welches durch die Europäische Kommission finanziert wird, um ein Zertifizierungssystem für den Wasserstoffhandel zu entwickeln und zu etablieren. Der Grenzwert sieht eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um mindestens 60 % gegenüber einer grauen H₂-Produktion via Dampfreformierung vor und beträgt 36,4 g CO₂/MJ_{H₂} (CertifHy, 2023; Longden et al., 2022a).

⁸ Türkiser Wasserstoff wird mittels Methanpyrolyse in Kombination mit CCS hergestellt. Methan wird dabei thermisch in die Produkte Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten.






- Kurz- bis mittelfristig kostengünstiger als grüner Wasserstoff.

Alle drei Argumente werden im Folgenden näher beleuchtet, wobei auf die ersten beiden Punkte tiefer eingegangen wird, da sie für den Hochlauf der Wasserstoffnutzung eine maßgebliche Rolle spielen. Auf die Kostenfrage kann dagegen im Rahmen dieser Studie nur kurz und qualitativ eingegangen werden.

6.1 Schnelligkeit und Umfang von blauen H₂-Liefermengen

Die Tabelle 6-1 gibt eine Übersicht über den Teil der betrachteten Studien, die auch eine – zumindest vorübergehende – Nutzung von blauem bzw. türkischem Wasserstoff für die THG-neutrale Transformation vorsehen. Sie zeigt insbesondere, mit welchen Mengen an blauem und teilweise türkischem Wasserstoff die Studien im Zeitverlauf rechnen und welche Grundannahme (Spalten 3 und 4) dafür zugrunde liegt. Dabei ist zu beachten, dass die Studien sowohl vor dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung als auch den energiepolitischen und -wirtschaftlichen Verwerfungen durch den Angriffskrieg Russlands in der Ukraine erstellt wurden und diese damit nicht berücksichtigen. Das betrifft insbesondere Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die den Entwicklungspfad für blauen Wasserstoff in den Studien und Szenarien zugrunde liegen.

Tabelle 6-1: Übersicht über Studien mit „blauem“ Wasserstoff, ihre Motivationen und Erwartungen

Titel der Studie	Wasserstoff-farbe	Übergangs-/Unterstützungstechnologie	Option oder Alternative zu grünem H ₂ ^a	Verfügbare blaue* H ₂ -Menge pro Jahr					H ₂ -Herkunft
				2030	2035	2040	2045	2050	
dena-Leitstudie		✓	✓	5 TWh	32 TWh	–	–	–	DE
Klimaneutrales Deutschland		✓		X	X	?	?	–	DE
EHB ^b		✓		Ca. 107 TWh	X	209 TWh	X	0 TWh	Europa
12 Thesen			✓	X	X	X	X	X	
DVGW			✓	150+50 ^b TWh	X	X	150+50 ^b TWh	X	DE

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der betrachteten Studien (siehe Kapitel 3)

Hinweise: *blau beinhaltet ggf. auch türkisen Wasserstoff; a) Im Rahmen strenger Vorgaben (bspw. Grenzwertbefüllung durch niedrige Leckage-Raten) und in Abhängigkeit zum Erdgas-Preis; b) Gemäß Base Case Szenario (disruptives Szenario mit starkem Technologie-Hochlauf). Gleiche Werte für blauen und türkisen Wasserstoff im optimistischen Szenario; X: Blauer H₂ wird genutzt, aber ohne Mengenangaben; ?: Blaue H₂-Nutzung unklar; –: keine blaue H₂-Nutzung

Einordnung der Studie von DVGW⁹

Demnach nimmt nur die Studie (DVGW & Gatzen, 2022) bereits bis 2030 so hohe potenzielle Verfügbarkeiten¹⁰ von blauem (150 TWh) bzw. türkischem (50 TWh) Wasserstoff für Deutschland an, dass sie allein für die Deckung des in der aktuellen NWS

⁹ DVGW: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

¹⁰ Die gleichen Mengen werden dann auch für das Jahr 2045 unterstellt, was darauf schließen lässt, dass sämtliche Investitionen in blaue und türkise H₂-Produktionsanlagen und ihre Errichtungen allein in dem kurzen Zeitraum bis 2030 erfolgen. Dies wirft die Frage auf, warum ein solch ambitionierter Entwicklungspfad nach wenigen Jahren wieder zum Erliegen kommt.

prognostizierten H₂-Bedarfs (inkl. H₂-Derivate) in Höhe von 95 bis 130 TWh reichen würden. Das Erreichen so hoher blauer und türkiser H₂-Mengen wird in den beiden Szenarien „Base Case“ und „Optimistisch“ an die folgenden zentralen Annahmen und Voraussetzungen geknüpft:

- Die Realisierung disruptiver technologischer Hochläufe für die H₂-Erzeugung („ähnlich wie beim PV-Boom in den Jahren 2008-2012“) und parallel der Serienreife von türkisen Produktionsanlagen bis zum Jahr 2030¹¹ sowie
- Wenig restriktive Einstellungen bzw. Rahmenbedingungen für blauen/türkisen Wasserstoff bzw. eine entsprechend einschlägige proaktive Politik.

Ergebnisleitend für die hohen blauen und türkisen H₂-Mengen scheinen zudem die folgenden Aussagen und Annahmen zu sein (DVGW & Gatzten, 2022, S. 8, 17):

- „Bei einzelnen Verfahren (etwa blauem oder türkischem Wasserstoff) ist weniger die technische Reife als vielmehr der politische Wille entscheidend für die zukünftige Verfügbarkeit.“ und
- „Die Annahmen zum blauen und türkisen Wasserstoff sind nicht durch Flächenpotenziale o.Ä. limitiert, sondern spiegeln im Wesentlichen Annahmen zum „politischen Willen“ und zur Technologiereife der Pyrolyse wider.“

Im Fall von konservativen Technologieentwicklungen (d. h. kein Erreichen der Serienreife von türkiser Wasserstoffproduktion bis 2030) und restriktiven Rahmenbedingungen (d. h. fehlendem politischen Willen) werden dagegen im „Pessimistischen Szenario“ keine Potenziale für blauen Wasserstoff gesehen.

Der mögliche Hochlauf von blauem und türkischem Wasserstoff in (DVGW & Gatzten, 2022) wird also zum einen hochgradig abhängig vom politischen Willen gemacht. Dieser ist jedoch in der aktuellen Bundesregierung und in der NWS nicht vollumfänglich zu erkennen, da dort grüner Wasserstoff weiterhin Priorität besitzt und bei blauem Wasserstoff bislang explizit auf Importe und nicht auf eine inländische Produktion gesetzt wird. Zudem ist die politische und rechtliche Akzeptanz für CCS als Basistechnologie für blauen Wasserstoff in Deutschland umstritten. Daher bezieht sich die aktuelle Unterstützung für blauen Wasserstoff vorwiegend auf Importprojekte, wie z.B. die jüngsten Pläne für den Bezug aus Norwegen (euractiv, 2022; Geinitz & Oslo, 2023).

Zum anderen ist der Hochlauf zeitlich von vielen erfolgreichen technologischen Entwicklungen und Umsetzungen abhängig. Für den blauen Wasserstoff braucht es nicht nur viele¹² neue und innovative CCS-Anlagen mit deutlich höheren CO₂-Abscheidungsraten (≥90 % statt wie heute 50-60 %), um die CO₂-Emissionen ausreichend zu senken (s.u.), sondern auch CO₂-Infrastrukturen (Leitungen und Schiffe) für den Abtransport von CO₂ zu den Senken z. B. in Norwegen. Insbesondere für die Infrastrukturen dürften die Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten so viel Zeit in Anspruch nehmen, dass ihre Verfügbarkeit bis 2030 als hoch unsicher angesehen

¹¹ Dies stellt angesichts des nach (DVGW & Gatzten, 2022) heutigen technologischen Reifegrades (TRL von 5-6) eine ambitionierte Annahme dar, da bis 2030 sowohl die technologische Weiterentwicklung als auch die Hochskalierung der Anlagentechnik erfolgen müsste.

¹² Laut (Longden et al., 2022a) gibt es bisher weltweit nur vier blaue H₂-Produktionsanlagen, von denen nur eine die dauerhafte Einspeicherung des abgeschiedenen CO₂ vorsieht.

werden kann. Mit einem Start ist zudem vor Erstellung einer nationalen „Carbon Management Strategie“ und einer darauf aufbauenden Anpassung rechtlicher Rahmenbedingungen nicht zu rechnen – zumindest für innerdeutsche Projekte.

Für den türkisen Wasserstoff wird es allein nicht ausreichen, bis 2030 serienreife Anlagen zur Verfügung zu haben, sondern es müsste zugleich quasi aus dem Stand heraus ausreichend große Investitionen und Planungsverfahren geben, um solch hohe H₂-Produktionszahlen zu erreichen.

Letztlich bleibt bezogen auf den möglicherweise schnellen Hochlauf von blauem Wasserstoff festzuhalten: Selbst wenn die Entwicklungen so wie in (DVGW & Gatzert, 2022) unterstellt stattfinden, dann wird der blaue Wasserstoff erst (sehr) knapp vor dem Jahr 2030 in großen Mengen verfügbar sein. Es bleibt jedoch ein hohes Risiko der Verfehlung.

Einordnung der Studie von EHB

Auch die Studie (EHB & Guidehouse, 2022) ermittelt bereits bis 2030 mit ca. 107 TWh recht hohe verfügbare blaue H₂-Mengen, allerdings für den gesamten europäischen Raum. Davon entfallen ca. 2/3 der Produktion bzw. jeweils 30 TWh auf die beiden Länder England und Norwegen sowie insgesamt weitere 32 TWh auf die Nachbarländer Belgien, Frankreich und die Niederlande. In Deutschland selber wird dagegen keine Produktion von blauem Wasserstoff unterstellt.

Bezogen auf die erwarteten Produktionsmengen könnte blauer Wasserstoff für Deutschland vor allem aus England und Norwegen (jeweils ca. 30 TWh) sowie aus Belgien (15 TWh), den Niederlanden (9 TWh) und Frankreich (8 TWh) stammen. Belgien und die Niederlande werden jedoch wie Deutschland zur zentralen Importregion gezählt, da ihre Bedarfe die möglichen Angebote deutlich übersteigen. Daher müssen Belgien und die Niederlande für Deutschland als dezidierte direkte Lieferländer von großen Mengen blauen Wasserstoffs hinterfragt werden. England als ein bedeutendes potenzielles Lieferland ist infrastrukturell nur indirekt über die Niederlande an Deutschland angeschlossen. Ein deutscher Bezug von blauem Wasserstoff aus England kann daher zumindest bis 2030¹³ aufgrund fehlender H₂-Leitungen und eigener Bedarfsdeckungen sowohl in England als auch in den Niederlanden als unsicher angesehen werden.

Demnach verbleiben bis 2030 von den in der Studie benannten Länder voraussichtlich nur Norwegen und Frankreich als potenziell bedeutsame europäische Lieferanten für größere Mengen von blauem Wasserstoff für Deutschland. Während Norwegen diesbezüglich aktuell eine dezidierte Exportstrategie Richtung Deutschland verfolgt, könnte Frankreich direkt auch Belgien beliefern. Unter der Annahme, dass beide Länder diese Produktionsmengen bis 2030 erreichen und allein Deutschland zur Verfügung stellen, dann könnten sie zusammen mit etwa 38 TWh blauem Wasserstoff einen Deckungsbeitrag von maximal 28 bis 42 % bezogen auf den von der NWS für 2030 erwarteten deutschen H₂-Bedarf beitragen. Es ist aber nicht davon

¹³ Angesichts einer bis 2040 stagnierenden Produktionsmenge von 30 TWh in England ist dies auch langfristig zu erwarten.

auszugehen, dass Industrienationen wie Norwegen und Frankreich ihre gesamte Produktion in den Export geben.

Die zu erwartende H₂-Menge aus Norwegen könnte jedoch nach Aussagen von RWE, das zusammen mit weiteren Partnern maßgeblich am Ausbau von Produktion und Infrastrukturen für den blauen Wasserstoff aus Norwegen beteiligt ist, zunächst noch deutlich unter den Zahlen von (EHB & Guidehouse, 2022) liegen. Denn nach (RWE, 2023a) ist aktuell im Rahmen von „H2morrow“ bis 2030 eine Produktionskapazität von 2 GW (Reformerleistung) geplant¹⁴, die im Grundlastbetrieb maximal 17,5 TWh blauen Wasserstoff produzieren und für den Export bereitstellen könnte. Die potenzielle Liefermenge von blauem H₂ aus Frankreich und Norwegen bis 2030 reduziert sich dadurch auf schätzungsweise 25,5 TWh bzw. einen Anteil von 19 bis 28 % bezogen auf den erwarteten H₂-Gesamtbedarf von Deutschland. Sie liegt damit in der geplanten Größenordnung der inländischen Produktion von grünem Wasserstoff.

Der dargestellte mögliche Produktionsumfang bis 2030 sagt jedoch noch wenig über die Schnelligkeit des blauen H₂-Hochlaufs im Vergleich zum grünen Wasserstoff aus. Mit einer Fertigstellung der gesamten Lieferkette für blauen Wasserstoff aus Norwegen wird nach (Launert, 2021) frühestens 2027 gerechnet. Dies setzt allerdings auch eine rechtzeitige Fertigstellung der geplanten neuen H₂-Pipeline von Norwegen nach Deutschland voraus. Falls die dafür nach (GTAI, 2022) kurz vor der Veröffentlichung stehende Machbarkeitsstudie, die vom norwegischen Pipelinebetreiber Gassco und der dena durchgeführt wird, „eine gute Basis für ein Investment liefert, [dann] könnte bereits 2030 der erste Wasserstoff fließen“. Während die Kapazität der geplanten Pipeline mit 4 Mt/a (umgerechnet 133 TWh) für einen bedeutsamen H₂-Import aus Norwegen ausreicht¹⁵, wird ihre Fertigstellung den tatsächlichen Beginn von Importen bestimmen. Dies gilt analog auch für mögliche Importe bzw. Transporte aus Belgien, das bis zum Jahr 2028 einen beschleunigten H₂-Netzanschluss an Deutschland sowie Frankreich und die Niederlande planen (vanderstraeten.belgium.be, 2022, S. 7, 39).

Generelle Einordnungen der Studien und der Schnelligkeit

Im Vergleich zu den beiden zuvor genannten Studien fällt die Erwartung der dena Leitstudie (dena, 2021a) mit 5 TWh an blauem Wasserstoff bis 2030 relativ gering aus und würde bis dahin nur einen kleinen zusätzlichen Deckungsbeitrag leisten. Dies erscheint im Hinblick auf die Annahme, dass es sich nur um eine Übergangslösung handelt, stimmig. Interessant ist in diesem Szenario, dass die verfügbare Menge dann noch bis 2035 auf 32 TWh ansteigt, obwohl blauer Wasserstoff danach keine Rolle mehr für die Transformation spielt. Die anderen beiden Studien setzen entsprechend ihren Motivationen in einem Fall nur bis 2035 (und danach nicht mehr) (Agora Energiewende, 2021) und im anderen Fall sogar bis 2050 (Agora

¹⁴ Bis zum Jahr 2038 sind dann 10 GW Reformerleistung mit CCS geplant, die dann rechnerisch analog etwa 87,5 TWh blauen Wasserstoff erzeugen und bereitstellen können.

¹⁵ „Der Bau einer solchen Pipeline wird derzeit von Gassco, Equinor und Dritten geprüft. Bis ins Jahr 2038 sollen bis zu 10 Gigawatt blauer Wasserstoff in Norwegen produziert und per Pipeline nach Deutschland transportiert werden.“ (RWE, 2023b)

Energiewende & Agora Industrie, 2022) auf blauen Wasserstoff, geben dafür aber keine Mengen an.

Insgesamt sehen drei der fünf Studien, die neben grünen dezidiert auch auf blauen Wasserstoff setzen, keine langfristige Perspektive für blauen Wasserstoff in Deutschland (vgl. Tabelle 6-1).

Die Schnelligkeit des blauen H₂-Hochlaufs wird neben der Errichtung von Produktionsanlagen, die aus ökonomischen und politischen Gründen vor allem im Ausland und in der Nähe von CO₂-Lagerstätten zu erwarten sind¹⁶, maßgeblich durch die Verfügbarkeit von H₂-Pipelines bestimmt. Hiermit ist nach den zuvor dargestellten jetzigen Planungen kaum vor 2030 zu rechnen. Blauer Wasserstoff wird daher kaum schneller als grüner Wasserstoff in Deutschland verfügbar sein. Wenn die laufenden Produktionsplanungen jedoch zeitgerecht umgesetzt werden, dann kann blauer Wasserstoff bis 2030 voraussichtlich in etwa der gleichen Größenordnung wie inländischer grüner Wasserstoff zur Verfügung stehen und damit eine ergänzende Rolle für Deutschland spielen.

In der Tabelle 6-4 sind beispielhaft weitere Faktoren, die für und gegen einen schnellen Hochlauf von blauem Wasserstoff sprechen, aufgeführt.

Tabelle 6-2: Pro- und Kontra-Faktoren im Hinblick auf die Schnelligkeit von blauem Wasserstoff

Pro	Kontra
<ul style="list-style-type: none"> + Moderater spezifischer Investitionsbedarf für neue Anlagen + Bereits wenige Großanlagen könnten bedeutende Mengen liefern + Erweiterung bereits bestehender SMR-Anlagen mit CCS grundsätzlich möglich + Proaktive potenzielle Lieferländer wie Norwegen und Saudi-Arabien sowie Stakeholder wie z. B. Equinor und RWE 	<ul style="list-style-type: none"> – Weltweit erst sehr wenige Anlagen für CCS bzw. blauen Wasserstoff in Betrieb (insgesamt vier, davon nur eine mit CCS, sonst in Verbindung mit enhanced oil recovery) (Longden et al., 2022a, S. 4) – Produktionsbeginn von aktuellen neuen Projekten oft erst nach 2025 geplant – Teilweise noch fehlende bzw. noch in Entwicklung befindliche CO₂-Infrastrukturen – Fehlende Akzeptanz und ungünstige Rahmenbedingungen in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung

6.2 THG-Emissionen von blauem Wasserstoff

Die THG-Emissionen von blauem Wasserstoff hängen vor allem von den erzielbaren CO₂-Abscheideraten (capture rates, CR) und der Höhe der unvermeidbaren Vorketten-Emissionen (vor allem Methanverluste) in Folge der Förderung und Aufbereitung sowie des Transports von Erdgas ab. Der erste Faktor muss technologisch gelöst werden, während der zweite Faktor durch die Herkunft des Erdgases bestimmt wird

¹⁶ Dahinter stecken die Annahmen, dass der Erdgasbezug für die blaue H₂-Produktion in den betrachteten Lieferländern wie Norwegen deutlich günstiger sein kann und die Produktionsanlagen näher an den Senken errichtet werden können sowie nicht zuletzt, dass die politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen für CCS in Deutschland ungünstig sind.

und daher von Deutschland nur bedingt durch die Auswahl von Lieferländern¹⁷ und ihren Gasvorkommen beeinflusst werden kann.

Die Abbildung 6-1 zeigt eine Übersicht über verschiedene erzielbare THG-Emissionen von blauem Wasserstoff in Abhängigkeit von Anlagentechnik und Vorkettenemissionen im Vergleich zu Erdgas, grauem Wasserstoff und grünem Wasserstoff (Elektrolyse mit EE-Strom). Die blauen Punkte zeigen die resultierenden THG-Emissionen von Erdgas sowie grauem und blauem Wasserstoff für den Bezug von norwegischem Erdgas, dessen Vorkettenemissionen mit ca. 9 g CO₂-äq/kWh besonders niedrig liegen. Demnach könnten bestehende blaue H₂-Produktionsanlagen mit Abscheideraten von etwa 56 % die Emissionen von grauem Wasserstoff um etwa 51 % reduzieren helfen. Sie würden jedoch allein mit den direkten Emissionen (120 g CO₂/kWh) immer noch über dem CertifHy-Benchmark¹ von rd. 104 g CO₂/kWh liegen und damit nicht als CO₂-armer Wasserstoff gelten¹⁸.

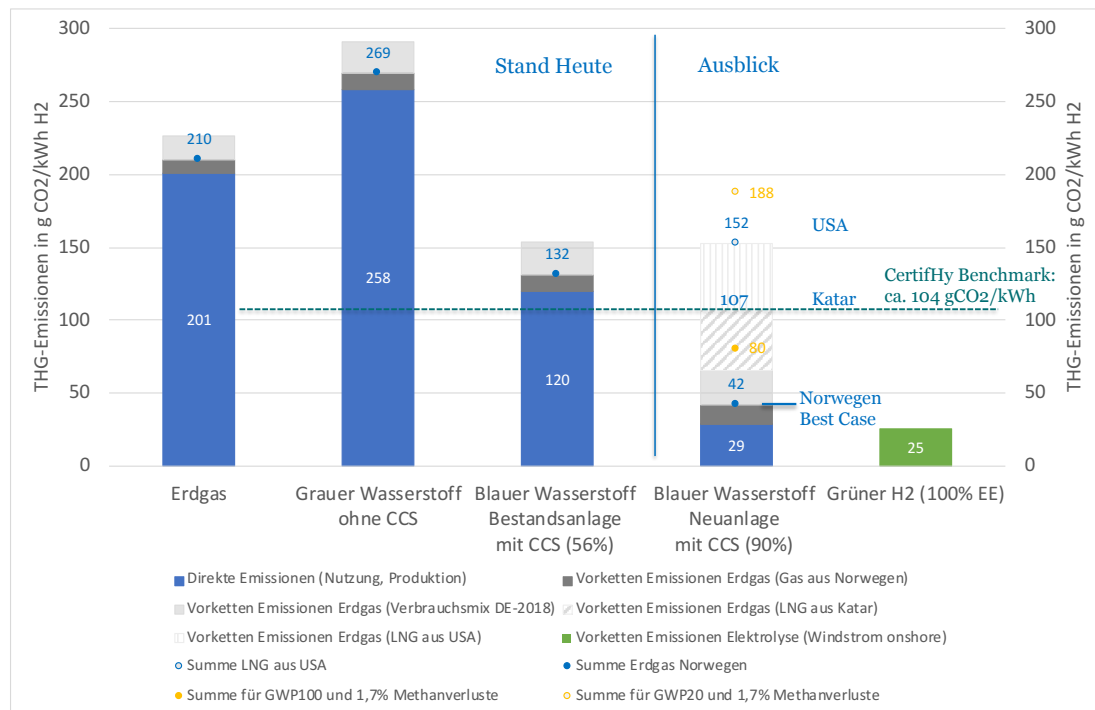


Abbildung 6-1: Bandbreiten für die THG-Emissionen von blauem Wasserstoff nach verschiedenen Technologien, Abscheideraten, Gasherkunft und GWP-Faktoren

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen nach (Howarth & Jacobson, 2021a; Longden et al., 2022b; UBA, 2021b; Zukunft Gas, 2021a) und (UBA, 2021a, S. 53f)

Um die THG-Emissionen auf deutlich unter 50 g CO₂/kWh und damit in die Nähe von grünem Wasserstoff mit 25 g CO₂/kWh zu reduzieren, müssten Abscheideraten von 90 % und mehr erreicht werden. Solch hohe Abscheideraten werden in

¹⁷ In den Lieferländern selber könnten zusätzlich auch technische Verbesserungen bei Förderung und Transport zur Minimierung der Methanverluste beitragen.

¹⁸ Um den Benchmark gerade eben zu erfüllen, müsste die Abscheiderate nach eigenen Berechnungen auf mindestens 66 % angehoben werden. Dieser Zusatzaufwand wird sich jedoch angesichts der verbleibenden THG-Emissionen, steigender Anforderungen und CO₂-Preise erst bei sehr hohen Abscheideraten lohnen.

kommerziellen, großen CCS-Anlagen bisher nicht erreicht¹⁹, sondern einzig im japanischen Tomakomai-CCS-Demonstrationsprojekt (mit CR bis zu 98 %) erzielt (Longden et al., 2022a, S. 5). Bis zu welcher Abscheiderate die Technologie in der Praxis hochskaliert bzw. weiterentwickelt wird, hängt neben technischen Fragen vor allem von den Mehrkosten bzw. den resultierenden CO₂-Vermeidungskosten ab. Daher ist nicht ganz auszuschließen, dass neue Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen auch mit Abscheideraten ≤ 90 % gebaut werden.

Allerdings können die THG-Emissionen selbst von neuen Anlagen mit CR ≥ 90 % weit über denen von grünem Wasserstoff liegen, wenn die Vorketten-Emissionen signifikant höher als in Norwegen liegen²⁰. Dies war – bis zum Lieferstopp infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine – vor allem der Fall für russisches Erdgas mit ca. 38 g CO₂/kWh (UBA, 2021b, S. 36ff) und wird insbesondere für LNG-Importe aus den USA und dem arabischen Raum gelten. Hier liegen die in (Zukunft Gas, 2021b) abgeschätzten Vorketten-Emissionen mit 54 g CO₂/kWh für LNG aus Katar und mit 85 g CO₂/kWh für LNG aus den USA und unkonventionellen Quelle etwa sechs bis gut neun Mal so hoch wie für Erdgas aus Norwegen. Da die Erdgasimporte aus Norwegen nicht zur Deckung des heutigen und mittelfristigen Erdgasverbrauchs in Deutschland reichen, sind solche LNG-Importe als Grenz-Bezugsquellen oder als Direktbezüge von blauem Wasserstoff aus diesen Ländern für eine blaue H₂-Produktion in Deutschland heranzuziehen. In diesem Fall steigen die THG-Emissionen auf 107 g CO₂/kWh (Katar) und 152 g CO₂/kWh (USA) und liegen damit herkunftsbedingt sowohl oberhalb des CertifHy-Benchmarks als auch deutlich über jenen von grünem Wasserstoff.

Ein weiterer Faktor, der die THG-Emissionen von Erdgas bzw. blauem Wasserstoff signifikant bestimmt und in Studien nach (Howarth & Jacobson, 2021b) bisher oft unberücksichtigt bleibt, ist der Zeitraum für den *Global-Warming-Potential (GWP)* Faktor von Methan. Dieser liegt für eine Verweildauer von 100 Jahren (GWP₁₀₀), die in der offiziellen Berichterstattung des IPCC zugrunde gelegt wird, bei 25 bzw. 28, während er für eine Verweildauer von 20 Jahren bei 75 bzw. 86 liegt²¹. Der GWP₂₀-Faktor sollte jedoch aufgrund der geringen Verweildauer von Methan in der Atmosphäre von ca. 12 Jahren für die Methanverluste auch herangezogen werden, um den bereits kurzfristig wirksamen Beitrag zusätzlich berücksichtigen zu können (Howarth & Jacobson, 2021b, S. 8f)²². Die daraus resultierenden Unterschiede zwischen dem langfristigen und dem kurzfristigen GWP-Faktor sind jedenfalls nennenswert, wie Abbildung 6-1 für Methanverluste von 1,7 % (global üblicher IPCC-Wert) durch die separaten orangenen Punkte indikativ darstellt. Demnach betragen die THG-Emissionen im langfristigen Fall ca. 80 g CO₂/kWh und im kurzfristigen Fall ca. 188

¹⁹ Laut (BMBF, 2022) sind „maximal 90 Prozent des CO₂ speicherbar.“

²⁰ Der CertifHy-Benchmark kann jedenfalls für Methanverluste ab einer Höhe von 3 % selbst mit bester Abscheide-Technologie nicht mehr eingehalten werden (Longden et al., 2022a, S. 5).

²¹ Die unteren Werte stammen aus (UBA, 2022) und die oberen aus (Howarth & Jacobson, 2021b).

²² Für die Nutzung des GWP₁₀₀ Faktors spricht weiterhin, dass die THG-Emissionen weit überwiegend von den CO₂-Emissionen bestimmt werden, die auch nach Tausend Jahren noch klimawirksam sind, während für kurzfristige Reduktionserfolge die Reduzierung und Vermeidung von Methanemissionen eine besonders wichtige Rolle spielt.

g CO₂/kWh, was einen erheblichen Unterschied (gut 100 g CO₂/kWh) allein durch eine andere rechnerische Bewertung der Klimawirkung bedeutet.

Die vorigen Analysen zeigen, dass die THG-Emissionen für blauen Wasserstoff je nach Ausprägung der relevanten Faktoren große Bandbreiten aufweisen. Nur blauer Wasserstoff aus Lieferländern wie Norwegen mit geringen Vorkettenemissionen könnte bei entsprechender Verfügbarkeit und bester Anlagentechnik deutlich zur THG-Reduktion beitragen. Ansonsten kann blauer Wasserstoff nicht sicher in ausreichendem Maße zum Klimaschutz beitragen.

Tabelle 6-3 fasst abschließend noch diese und weitere Faktoren zusammen, die für und gegen eine THG-Reduktion durch blauen Wasserstoff sprechen.

Tabelle 6-3: Pro- und Kontra-Faktoren im Hinblick auf die THG-Emissionen von blauem Wasserstoff

Pro	Kontra
<ul style="list-style-type: none"> + Signifikante bis nennenswerte CO₂-Reduktionen ggü. grauem H₂ (via Dampfreformierung) und gelbem H₂ (Strommix) möglich + Große und günstige CO₂-Senken in Norwegen und den Niederlanden verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> – Hohe Abscheideraten (CR ≥ 90 %) erfordern neue und kostenintensivere Anlagenkonzepte – Zusätzlicher Erdgasaufwand und damit verbundene (Vorketten-) Emissionen für CCS mit hohen CR – Die Vorketten-Emissionen bleiben unvermeidbar – Nennenswerte bis erhebliche CO₂-Mengen für die Speicherung (je nach H₂-Umfang)

Quelle: Eigene Darstellung

6.3 Kosten von blauem Wasserstoff

Zum Thema der Kosten von blauem Wasserstoff konnten in Rahmen dieser Studie keine vergleichbaren Analysen wie zuvor geleistet werden. Dies erscheint zudem auch weniger zielführend, da die betrachteten Studien die Preissteigerungen und die neuen Preisrisiken als auch die Knappheiten von Erdgas, die sich zuletzt durch den Krieg von Russland gegen die Ukraine ergeben haben, nicht berücksichtigen. Die möglichen Produktionskostenvorteile bei anhaltend niedrigen Gaspreisen, wie sie oft in den Studien für die Kostenberechnungen unterstellt wurden, sind vor dem Hintergrund der jüngsten Entwicklungen und neuen Marktrisiken kritisch zu hinterfragen und neu zu bewerten. Die Gefahr von *stranded investments* bei der Errichtung von Anlagen zur Produktion von blauem Wasserstoff ist gestiegen.

Die Tabelle 6-4 zeigt wesentlich Faktoren auf, die aus Sicht der Autoren für und gegen Kostenvorteile bzw. Investitionen in blauen Wasserstoff sprechen.

Tabelle 6-4: Pro- und Kontra-Faktoren zur Wirtschaftlichkeit von blauem Wasserstoff

Pro	Kontra
<ul style="list-style-type: none"> + Gaspreise niedriger als Strompreise + Gestiegene bzw. perspektivisch voraussichtlich weiter steigende CO₂-Preise + Erweiterung bereits bestehender SMR-Anlagen mit CCS möglich + Proaktive Exportländer wie Norwegen und Saudi-Arabien 	<ul style="list-style-type: none"> – Zuletzt zwischenzeitlich sehr stark gestiegene und perspektivisch unsichere Erdgaspreise durch Russlands Krieg gegen die Ukraine – Zusätzliche Betriebskosten (+20 bis 80 %) für hohe Abscheideraten (~90%)¹ – Sonderabschreibungen aufgrund begrenzter Laufzeiten (≤ 20a) zu erwarten – Gefahr von stranded investments

Quelle: eigene Darstellung, 1 (Longden et al., 2022a)

7 Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045—Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. Prognos, Wuppertal Institut, Öko-Institut. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- Agora Energiewende, & Agora Industrie. (2022). *12 Thesen zu Wasserstoff*. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/12-thesen-zu-wasserstoff-publikation/>
- Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, & Stiftung Klimaneutralität. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045*.
- Ariadne. (2021a). *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045—Szenarien und Pfade im Modellvergleich*.
- Ariadne. (2021b). *Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie*.
- Aurora. (2022). *Shades of Green Hydrogen*.
- BDI. (2021). *Klimapfade 2.0—Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve
- BMBF. (2022, Mai 15). *Wissenswertes zu Grünem Wasserstoff—BMBF*. Bundesministerium für Bildung und Forschung - BMBF. <https://www.bmbf.de/bmbf/shared-docs/kurzmeldungen/de/wissenswertes-zu-gruenem-wasserstoff.html>
- BMWi. (2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*.
- BMWi. (2021). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland—Modul Energieangebot*. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf>
- BMWK. (2022). *LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND Treibhausgasneutrale Szenarien T45*.
- CertifHy. (2023). *An Emerging Green and Low Carbon Hydrogen Market in Europe—CERTIFHY*.
- dena. (2021a). *Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*. Deutsche Energie - Agentur GmbH. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- dena. (2021b). *Gutachterberichte dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*.
- DVGW, & Gatzen, D. C. (2022). *Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045*.
- EHB, & Guidehouse. (2022, Mai). *Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030 – EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE*.
- EON. (2023, April 21). *Deutschland nimmt beim Wasserstoffhochlauf Fahrt auf*. <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2023/deutschland->

nimmt-beim-wasserstoffhochlauf-fahrt-auf.html

euractiv. (2022, März 17). *Berlin für norwegisches Erdgas zu Kompromissen in Klimafragen bereit*. www.euractiv.de. <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/berlin-gibt-beim-erdgas-wasserstoff-nach-um-oslo-bei-laune-zu-halten/>

FZJ-IEK3. (2021). *Forschungszentrum Jülich—Transformationsstrategien 2050*. https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/TransformationStrategies2050/_node.html

Geinitz, C., & Oslo. (2023, Januar 5). Norwegen will Deutschland mit Wasserstoff versorgen. *FAZ.NET*. <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/norwegen-will-deutschland-mit-wasserstoff-versorgen-18580233.html>

GTAI. (2022). *Die norwegische Formel für Wasserstoff | Branchen | Norwegen | Wasserstoff*. <https://www.gtai.de/de/trade/norwegen/branchen/die-norwegische-formel-fuer-wasserstoff-931336>

Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021a). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, 9(10), 1676–1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021b). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, 9(10), 1676–1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

IN4Climate.NRW. (2022). *Prozesswärme für eine klimaneutrale Industrie Impulspapier der Initiative IN4climate.NRW*.

Launert, C. (2021). *Pressemitteilung: H2morrow steel schließt Machbarkeitsstudie ab,*

Longden, T., Beck, F. J., Jotzo, F., Andrews, R., & Prasad, M. (2022a). ‘Clean’ hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen. *Applied Energy*, 306, 118145. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118145>

Longden, T., Beck, F. J., Jotzo, F., Andrews, R., & Prasad, M. (2022b). ‘Clean’ hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen. *Applied Energy*, 306, 118145. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118145>

Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M., & Goerge, M. (2020). *Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung*. Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. <https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>

Ragwitz, M., Weidlich, A., Biermann, D., Brandes, J., Brown, T., Burghardt, C., Dütschke, E., Erlach, B., Fishedick, M., Fuss, S., Geden, O., Gierds, J., Herrmann, U., Jochem, P., Kost, C., Luderer, G., Neuhoff, K., Schäfer, M., Wagemann, K., ... Zheng, L. (2023). : *Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement* (S. 224) [Application/pdf]. acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. https://doi.org/10.48669/ESYS_2023-3

RWE. (2023a). *RWE und Equinor vereinbaren strategische Partnerschaft für Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung*.

- RWE. (2023b). *Wasserstoff-Pipeline mit Equinor | Projektvorhaben von RWE*.
<https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/hydrogen-pipeline-in-der-nordsee/>
- Schubert, G. (o. J.). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3*.
- Schüwer, D. (2021, September). *Effizienzvergleich-Verkehrsträger-DSch-Sep21.pptx (persönliche Mitteilung)* [Ppt-Datei].
- Schüwer, D. et al. (2021). *CO2-neutrale Gebäude bis spätestens 2045*.
- SCI4climate.NRW. (2021). *Wasserstoffimporte Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030*.
- SCI4climate.NRW. (2023). *Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW*.
- Staiß, F., Adolf, J., Ausfelder, F., Erdmann, C., Hebling, C., Jordan, T., Klepper, G., Müller, T., Palkovits, R., Poganietz, W.-R., Schill, W.-P., Schmidt, M., Stephanos, C., Stöcker, P., Wagner, U., Westphal, K., Wurbs, S., & Fishedick, M. (2022). *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse* (S. 128) [Application/pdf]. acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.
https://doi.org/10.48669/ESYS_2022-6
- UBA. (2021a). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger*.
- UBA. (2021b). *Emissionsfaktoren der Stromerzeugung—Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle*.
- UBA. (2022, November 14). *Die Treibhausgase* [Text]. Umweltbundesamt; Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>
- vanderstraeten.belgium.be. (2022). *Hydrogen – Vision and strategy, Update October 2022*.
- Wietschel, M. et al. (2021). *Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Von Kosten zu Preisen – HYPAT Working Paper 01/2021*.
- Zukunft Gas. (2021a). *Vorkettenemissionen von Erdgas Zahlen und Fakten zur Klimabilanz von leitungsgebundenem Erdgas und LNG*.
- Zukunft Gas. (2021b). *Vorkettenemissionen von Erdgas: Zahlen und Fakten zur Klimabilanz von leitungsgebundenem Erdgas und LNG*.