



Technologiestudie – Kurzstudie zur Analyse der Potenziale der Brennstoffzellen-Mobilität

Skaleneffekte im Massenmarkt des emissionsfreien Verkehrssektors
auf Basis von grünem Wasserstoff in Deutschland

Datum: 17. November 2023

AutorInnen:

Martin ZERTA, Senior Consultant

Christopher KUTZ, Consultant

Jan ZERHUSEN, Senior Consultant

Franz LUST, Consultant

Leo DIEHL, Consultant

Selina KETTNER, Consultant

Manuel BAX, Consultant

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Daimlerstr. 15 | 85521 Ottobrunn | www.LBST.de

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeitenden der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeitenden, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses.

Eine Studie im Auftrag des Projekts HyMobility des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verbandes (DWV) e.V.

Über HyMobility



Das Projekt HyMobility wird im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie mit insgesamt 1,8 Mio. Euro durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PTJ) umgesetzt.



Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:



Weitere Informationen unter: www.dwv-hymobility.de



Über den DWV

Der Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV) e.V. setzt sich seit 1996 für eine nachhaltige Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie ein.

Der Aufbau einer grünen Wasserstoff-Marktwirtschaft als Bestandteil einer nachhaltigen Energieversorgung steht im Fokus des DWV. Mit unserem Engagement tragen wir dazu bei, die Klimaziele - bei gleichzeitigem Erhalt der Versorgungssicherheit und des Industriestandortes Deutschland - effizient zu erreichen. Dabei spielt Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien erzeugt wird, eine entscheidende Rolle.

Im Mittelpunkt der Verbandsaktivitäten stehen die Implementierung und Optimierung der erforderlichen marktwirtschaftlichen, technologischen und ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft in den Bereichen Anlagenbau, Erzeugung, Transportinfrastruktur und Anwendungstechnologien. Um diese Herausforderungen global zu lösen, setzt sich der DWV auch für eine internationale nachhaltige Zusammenarbeit ein. Unsere 418 persönlichen Mitglieder und 180 Mitgliedsinstitutionen und -unternehmen stehen für bundesweit mehr als 1,5 Millionen Arbeitsplätze; der Verband repräsentiert somit einen bedeutenden Teil der deutschen Wirtschaft.

Inhaltsverzeichnis

- 1. Zusammenfassung 8
- 2. Status quo Wasserstoff-Nutzfahrzeuge im Verkehrssektor 10
 - 2.1. H₂-Betankungsinfrastruktur in Deutschland 10
 - 2.2. Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge 11
- 3. Skalierungspotenziale H₂-Produktion (Elektrolyse) 15
 - 3.1. Prognostizierter Ausbau der Elektrolyse-Produktionskapazitäten 16
 - 3.2. Markthochlauf: Bedarf und Absatzzahlen Elektrolyse 18
 - 3.3. Kostenentwicklung Elektrolyseure (CAPEX) 22
 - 3.4. Diskussion und Zusammenfassung – Skaleneffekte Elektrolyse 26
- 4. Kostensenkungspotenziale bei der H₂-Kraftstoffbereitstellung 28
 - 4.1. Betankungsinfrastruktur 28
 - 4.2. Distribution an die Betankungsinfrastruktur 30
- 5. Skalierungspotenziale Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge 32
 - 5.1. Markthochlauf Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge 32
 - 5.2. Kostenentwicklung Gesamtfahrzeugkosten BZ-Nfz 33
 - 5.3. Kostenkomponenten von BZ-Nfz 34
 - 5.4. Kostenentwicklung Komponente Wasserstofftank 36
 - 5.4.1. Kostentreiber/-struktur 37
 - 5.4.2. Kostensenkungspotenziale 37
 - 5.5. Kostenentwicklung Komponente Brennstoffzelle 39
 - 5.5.1. Skaleneffekte 41
 - 5.5.2. Optimierung der verwendeten Materialien und kostengünstigere Alternativen 43
 - 5.5.3. Kostenreduktionspotenzial durch disruptive Produktionstechnologien 44
- 6. Fazit 45
- 7. Literatur 48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kostenziele für Elektrolyseure nach „Strategic Research and Innovation Agenda 2021-2027“ der Clean Hydrogen Partnership [CHJU 2022]..... 23

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Skaleneffekte zur Kostensenkung von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen mit dem Einstieg der Serienfertigung von Komponenten, eigene Darstellung	9
Abbildung 2: Wasserstofftankstellen in Deutschland und Europa (in Betrieb und geplant), eigene Darstellung	10
Abbildung 3: links: Flüssigwasserstoff-Lkw GenH2 von Daimler Truck beim #HydrogenRecordRun mit über 1.000 km Reichweite (Copyright: Daimler Truck AG); rechts: IVECO Heavy Duty FCEV (700 bar) aus der hylane-Flotte (Copyright: hylane)	12
Abbildung 4: Fertigung des Brennstoffzellenantriebs für Nfz von Bosch im Werk Feuerbach, Quelle: Robert Bosch GmbH	13
Abbildung 5: DB Schenker erprobt Brennstoffzellen-Lkw von HYZON (Copyright: SCHENKER & CO AG) ...	13
Abbildung 6: Fertigungskapazitäten diverser Hersteller nach Elektrolysetyp, LBST nach [BloombergNEF 2022]	17
Abbildung 7: Status quo (links) und Prognose (rechts) weltweiter Elektrolyse-Produktionskapazitäten	17
Abbildung 8: Bedarfsszenarien H ₂ nach Metastudie für den DWV [LBST 2022]	19
Abbildung 9: Vergleich existierender und angekündigter Elektrolysekapazitäten	20
Abbildung 10: Entwicklung der Projektankündigungen (in GW Elektrolysekapazität) nach Jahr der Inbetriebnahme (Hinweis: Projekte über alle Projektstufen berücksichtigt), LBST nach [Hydrogen Council 2023]	21
Abbildung 11: Vergleich angekündigter kumulierter Elektrolyseprojekte, Fertigungskapazitäten und erforderlicher Bedarf nach NZE-Szenario	21
Abbildung 12: Kosten von alkalischen und PEM-Elektrolysesystemen für verschiedene Systemkapazitäten in den Jahren 2020 und 2030 (Quelle: [ISE 2022], Copyright © 2022 Fraunhofer ISE – alle Rechte vorbehalten)	24
Abbildung 13: Prognostizierte Lernkurven der Investitionskosten für Elektrolyseure, LBST nach [TNO 2022], eigene Analysen	26
Abbildung 14: Mögliche Entwicklung der H ₂ -Kraftstoffkosten bis 2050 (Szenarien aus ausgewählten Studien, auf Datenbasis vor der Inflation und Energiekrise), LBST nach [emobil BW 2023; ICCT 2022; Hydrogen Council 2020]	28
Abbildung 15: Analyse ausgewählter Studienprognosen hinsichtlich Brennstoffzellen-Fahrzeuganteilen (Bestand) nach Fahrzeugkategorie und Zeitraum, eigene Darstellung	33
Abbildung 16: Verkaufspreisvergleich von Diesel-Nfz (rot) und BZ-Nfz (türkis), LBST nach [ITCC 2022 - EU]	34
Abbildung 17: Abschätzung der Kostenanteile von BZ-Sattelzugmaschinen im Jahr 2025, LBST nach [Ricardo 2021]	35
Abbildung 18: BZ-Sattelzugmaschinentrailer Verkaufspreiszusammensetzung in Euro von 2022 bis 2030, LBST nach [ICCT 2022]	36
Abbildung 19: Beispielhafte Kostenstruktur eines H ₂ -Tanks, LBST nach [DOE 2023]	37
Abbildung 20: Kostenreduktionspotenzial durch Skalierung der Produktion von Drucktanks, LBST nach [Strategic Analysis Inc. 2022]	38

Abbildung 21: Kostenreduktionspotenzial durch Skalierung der Produktion von Flüssigwasserstofftank, LBST nach [Strategic Analysis Inc. 2022]..... 39

Abbildung 22: Einschätzung verschiedener Studien zur Kostenentwicklung von Brennstoffzellen, LBST nach [ICCT 2022]..... 40

Abbildung 23: Kostenzusammensetzung eines 80-kW-Brennstoffzellensystems unter der Annahme von 5.000 produzierten BZ-Systemen pro Jahr [RWTH 2022] 40

Abbildung 24: Skaleneffekte bei der der Produktion von PEMBZ-Systemen, LBST nach [RWTH 2022; SA DOE 2020] 41

Abbildung 25: Skaleneffekte bei den Katalysatorsynthese-Kosten (2018), LBST nach [SA DOE 2018]..... 42

Abbildung 26: Vergleich der Produktionskosten zweier Produktionsverfahren für Bipolarplatten und Skaleneffekte, LBST nach [SA DOE 2018] 43

Abbildung 27: Übersicht wesentlicher Hebel zur Kostenreduktion von H₂-BZ-Nfz durch Skaleneffekte sowie weitere Einflussparameter, eigene Darstellung 47

1. ZUSAMMENFASSUNG

Der Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. möchte die Verkehrswende in Deutschland voranbringen und dabei gezielt die Umstellung auf emissionsfreie Mobilität zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen durch den vermehrten Einsatz von grünem Wasserstoff als Kraftstoff für den Einsatz in Brennstoffzellen unterstützen.

Mit der Gründung der Fachkommission HyMobility wurde hierzu durch den DWV und relevante Unternehmen und Organisationen entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette in der Mobilität ein Forum geschaffen, um durch konkrete Empfehlungen und Maßnahmen die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Wasserstoffmobilität zu beschleunigen. Dabei soll etwa die Bedeutung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen für die Erreichung der Klimaschutzziele und der Dekarbonisierung des Straßenverkehrs, insbesondere für Nutzfahrzeuge, aufgezeigt werden.

Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge (BZ-Nfz) mit grünem Wasserstoff (H₂) bieten aufgrund der hohen Leistungsdichten und schnellen Betankungszeiten einen attraktiven Lösungsansatz für die Dekarbonisierung und auch Elektrifizierung des Verkehrssektors. Obwohl technisch bereits erprobt und entwickelt, stellen die noch hohen Kosten ein Hemmnis für eine schnelle und breite Einführung von BZ-Nutzfahrzeugen mit grünem Wasserstoff dar. Wie in der Studie „Wasserstoffmobilität in Deutschland: Umweltanalyse“¹ aufgezeigt, ist für die Erreichung der kurzfristigen Klimaschutzziele bis 2030 jedoch ein rascher Markthochlauf von Brennstoffzellen-Fahrzeugen mit grünem Wasserstoff im schweren Nfz-Segment unbedingt erforderlich.

Im Rahmen dieser Kurzstudie werden die technischen Skaleneffekte durch einen Hochlauf der Serienfertigung von Komponenten und Systemen für Brennstoffzellen-Fahrzeuge, Elektrolyseure zur grünen Wasserstofferzeugung und Wasserstofftankstellen untersucht, um die Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb von H₂-BZ-Nfz zu schaffen.

Die Studie belegt, dass erhebliche Skaleneffekte zur Kostensenkung von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen mit dem Einstieg der Serienfertigung von Komponenten von Brennstoffzellen, H₂-Tanks, Elektrolyseuren sowie H₂-Tankstellen bestehen und erschlossen werden können. Der Beginn des gezielten Markthochlaufs bis 2030 schafft nicht nur die wesentliche Voraussetzung für eine Wirtschaftlichkeit von H₂-BZ-Nfz gegenüber Dieselfahrzeugen, sondern auch die Vertiefung der Wertschöpfung durch die Produktion von relevanten Komponenten und Systemen am Wirtschaftsstandort Deutschland. Die folgende Abbildung 1 fasst die wesentlichen Kostenreduktionspotenziale durch Skaleneffekte bzw. einer breiten Marktdurchdringung von BZ-Nutzfahrzeugen mit grünem Wasserstoff zusammen.

Zudem bestehen weitere Effekte und Hebel durch technische Weiterentwicklungen und Designs, wie auch durch die Entwicklung des Marktes und der Regulatorik für grünen Wasserstoff und Klimaschutz, die jedoch nicht im Fokus der Betrachtung dieser Studie standen.

¹ https://dwv-info.de/wp-content/uploads/2023/04/DWV_HyMobility_Umweltstudie_LBST_2023-04-12_final.pdf, (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)



Abbildung 1: Skaleneffekte zur Kostensenkung von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen mit dem Einstieg der Serienfertigung von Komponenten, eigene Darstellung

Diese Studie ist in sechs Kapiteln strukturiert. Nach einer kurzen Beschreibung des Status quo der heutigen Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur und verfügbaren schweren Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen im folgenden Kapitel 2, werden wesentliche Skalierungspotenziale der Elektrolyse in Kapitel 3 erläutert, Kostensenkungspotenziale bei der H₂-Bereitstellung in Kapitel 4 aufgezeigt und Skalierungspotenziale von Brennstoffzellen und Wasserstofftanks in Kapitel 5 betrachtet. Wesentliche Aussagen und Erkenntnisse sind in Kapitel 6 zusammengefasst.

2. STATUS QUO WASSERSTOFF-NUTZFAHRZEUGE IM VERKEHRSEKTOR

Einführend, wird in diesem Kapitel eine kurze Übersicht zum Stand der Wasserstoff (H₂)-Betankungsinfrastruktur und zu Brennstoffzellen (BZ)-Nutzfahrzeugen (Nfz) mit Wasserstoff gegeben.

2.1. H₂-Betankungsinfrastruktur in Deutschland

In Deutschland wird der Aufbau einer flächendeckenden H₂-Betankungsinfrastruktur sowohl für Pkw als auch Nutzfahrzeuge vorangetrieben. Aktuell sind etwa 100 öffentliche und private H₂-Tankstellen in Betrieb, und mehr als 70 weitere Wasserstoffbetankungsstellen (Hydrogen Refuelling Stations = HRS) befinden sich in der Vorbereitung und Umsetzungsphase. Im europäischen Vergleich nimmt Deutschland dabei eine deutliche Spitzenposition ein und verfügt über ein besonders flächendeckendes Netzwerk an Wasserstofftankstellen (siehe Abbildung 2 bzw. weitere Infos unter www.h2stations.org).

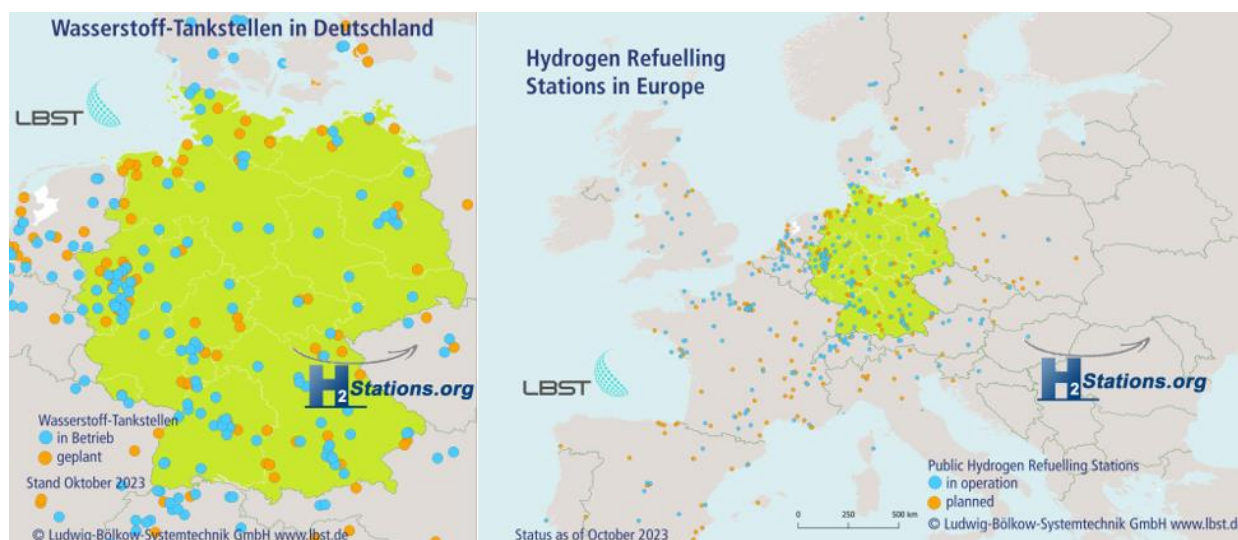


Abbildung 2: Wasserstofftankstellen in Deutschland und Europa (in Betrieb und geplant), eigene Darstellung

Ein signifikantes Merkmal der neuen und aktuellen H₂-Tankstellen ist eine gesteigerte Kapazität gegenüber früheren Anlagen. Während ältere H₂-Tankstellen typischerweise eine Kapazität von etwa nur 200 kg_{H₂}/Tag aufweisen, haben neuere Anlagen bzw. sich in der Planung befindliche eine durchschnittlich 2,7-fach höhere Kapazität. In Deutschland werden neu geplante HRS mittlerweile mit einer Kapazität ab 500 kg_{H₂}/Tag bis zu mehreren Tonnen H₂ pro Tag ausgelegt, um auch zunehmend eine höhere Wasserstoffabgabe und Auslastung an der Tankstelle zu erreichen. Auch erfordert die AFIR² eine Mindestkapazität von 1.000 kg_{H₂}/Tag für den Aufbau eines H₂-Tankstellennetzes in Europa. Diese Kapazitätserweiterung ist ein Indikator für eine wachsende Nachfrage von brennstoffzellenbetriebenen Nutzfahrzeugen (BZ-Nfz), die deutlich höhere Mengen an Wasserstoff benötigen als Personenkraftwagen (BZ-Pkw). Dadurch verschiebt sich auch der Fokus der Auslegung von H₂-Tankstellen auf die Anforderungen von BZ-Nutzfahrzeugen (u. a. Betankung von größeren H₂-Mengen per Zeiteinheit, Rangierflächen und Zufahrten für Lkw sowie weitere

² Alternative Fuels Infrastructure Regulation, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1867 (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

Anforderungen an den Wasserstoff, wie z. B. Druckniveaus). Derzeit sind bereits etwa ein Drittel der in Betrieb befindlichen HRS für Nutzfahrzeuge ausgelegt. In Zukunft soll jedoch fast jede neu geplante HRS auch diese Fahrzeugkategorie bedienen können. Darüber hinaus werden aktuell viele der bestehenden HRS entsprechend nachgerüstet, um die Kapazitäten und Voraussetzungen auch für Nutzfahrzeuge anbieten zu können.

2.2. Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge

In den letzten zehn Jahren ist weltweit ein deutlich verstärktes Interesse an der Entwicklung und dem Einsatz von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen mit Wasserstoff zu beobachten. Neben der H₂-Tankstelleninfrastruktur konzentrieren sich auch immer mehr deutsche Hersteller, Zulieferer und Endkunden auf die Entwicklung bzw. Erprobung von Nutzfahrzeugen mit Wasserstoff und Brennstoffzellenantrieb. Dieses gesteigerte Interesse wird untermauert durch die Tatsache, dass in den letzten Jahren auch die ersten Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge (BZ-Nfz) in Deutschland registriert wurden. Diese Fahrzeuge werden derzeit von Kunden unter realen Betriebsbedingungen erprobt und beweisen ihre Alltagstauglichkeit.

Trotz dieser positiven Entwicklungen der technischen Reife sind jedoch die Kosten der BZ-Nfz, v. a. aufgrund der bisher niedrigen Produktionsstückzahlen, noch nicht optimiert und führen damit zu erhöhten Kosten pro Fahrzeug. Jedoch besteht die Aussicht auf Kostensenkungen im Zuge eines Markthochlaufs. Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität³ prognostiziert für einen breiten Markteintritt ab den Jahren 2025/2026 eine kostengünstigere Serienfertigung.

Die zentrale Herausforderung auf dem Weg dorthin ist es, die Skalierung und Steigerung der Produktion in den nächsten Jahren einzuleiten. Bislang sind die jährlichen Produktionszahlen von BZ-Nfz noch im niedrigen zweistelligen Bereich und haben noch nicht annähernd das angestrebte Ziel von 200 Nutzfahrzeugen erreicht. Um den erhofften Hochlauf zu erreichen, ist es unerlässlich, die Skalierungsphase in den nächsten Jahren einzuleiten und bis 2025/2026 die „Roll-out-Phase“ erreicht zu haben. Daher muss dringend mehr getan werden, um den Markteintritt zu beschleunigen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Brennstoffzellentechnologie mittlerweile die technische Reife erreicht hat und erste Nutzfahrzeuge bei Kunden erfolgreich in der Praxis die Alltagstauglichkeit bewiesen haben. Dennoch gibt es erheblichen Handlungsbedarf, um die Kosten gezielt zu reduzieren, um auch eine breite Marktdurchdringung zu erreichen und den Dekarbonisierungspfad mithilfe von grünem Wasserstoff zu ermöglichen. Hierfür sind eine erfolgreiche Skalierung und Massenfertigung in den nächsten Jahren einzuleiten, am Wirtschaftsstandort Deutschland aufzubauen und zu etablieren.

BZ-Lkw-Hersteller und ihre Aktivitäten

Zunehmend arbeiten Lkw-Hersteller gezielt an Brennstoffzellenantrieben mit Wasserstoff für Nutzfahrzeuge. Von Erprobungs- bzw. Einzelfahrzeugen bis hin zu ersten erhältlichen Produkten sind BZ-Nfz derzeit auf öffentlichen Straßen vereinzelt in Deutschland zu sehen.

Im Folgenden werden ausgewählte deutsche Hersteller und ihre Aktivitäten kurz vorgestellt.

³ <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

Die **Daimler Truck AG** setzt mit ihrem Mercedes-Benz GenH2 Truck (siehe Abbildung 3) auf Flüssigwasserstoff (LH₂) und testet das Fahrzeug bereits unter realen Bedingungen auf öffentlichen Straßen. Im September 2023 bewies ein solcher Prototyp im Rahmen des Daimler Truck #HydrogenRecordRun sein Potenzial in hohen Reichweiten und legte eine Strecke von 1.047 km mit nur einer Tankfüllung Flüssigwasserstoff zurück.⁴ Ab 2025 sollen die ersten Serienfahrzeuge durch Kunden erprobt werden.⁵

Auch **Volvo Trucks** erprobt seinen Brennstoffzellen-Lkw-Prototyp bereits auf öffentlichen Straßen unter erschwerten Bedingungen nördlich des Polarkreises in Schweden und plant den Verkauf an Kunden nach 2025. Zusammen mit Daimler Truck gründete Volvo Trucks 2021 das Joint-Venture cellcentric für die Serienproduktion von Brennstoffzellenantrieben für den Schwerlasttransport.⁶

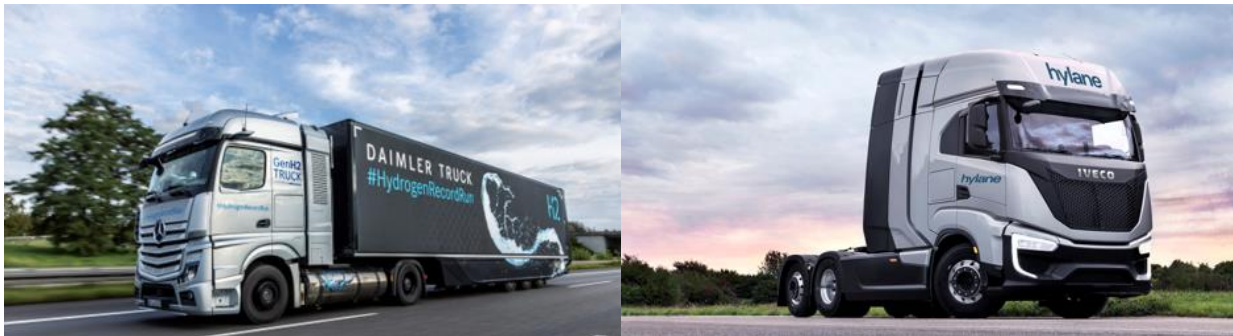


Abbildung 3: links: Flüssigwasserstoff-Lkw GenH2 von Daimler Truck beim #HydrogenRecordRun mit über 1.000 km Reichweite (Copyright: Daimler Truck AG); rechts: IVECO Heavy Duty FCEV (700 bar) aus der hylane-Flotte (Copyright: hylane)

IVECO mit Sitz in Ulm plant im Rahmen des europäischen Förderprojekts H2Haul die ersten Auslieferungen seiner Sattelzugmaschine IVECO Heavy Duty FCEV Ende 2023 in Deutschland, Frankreich und der Schweiz und wird mit 26 Fahrzeugen die Flotte des Brennstoffzellen-Lkw-Vermieters **hylane** mit Förderung des Bunds erweitern.⁷ Das Modell von IVECO ist ausgestattet mit einem Brennstoffzellenantrieb von **Bosch**, verfügt über einen 70-kg-Wasserstofftank mit 700 bar und hat eine Reichweite von bis zu 800 km.⁸

⁴ <https://media.daimlertruck.com/go/HydrogenRecordRun> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

⁵ <https://www.daimlertruck.com/innovation/antriebe/unser-eportfolio> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

⁶ <https://www.volvogroup.com/en/news-and-media/news/2023/may/news-4534631.html> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

⁷ <https://www.electrive.net/2023/11/02/hylane-kauft-78-weitere-wasserstoff-lkw/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

⁸ <https://www.iveco.com/germany/presse/veroeffentlichungen/Pages/--iveco-produziert-batterieelektrische-und-brennstoffzellenbetriebene-schwere-nutzfahrzeuge-unter-der-eigenen-marke.aspx> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)



Abbildung 4: Fertigung des Brennstoffzellenantriebs für Nfz von Bosch im Werk Feuerbach, Quelle: Robert Bosch GmbH

Das Logistikunternehmen DB Schenker zeigt große Ambitionen zur Dekarbonisierung seiner Flotte und hat über hylane seit Anfang 2023 erste Wasserstoff-Lkw des Herstellers **HYZON** in Betrieb (siehe Abbildung 5).⁹



Abbildung 5: DB Schenker erprobt Brennstoffzellen-Lkw von HYZON (Copyright: SCHENKER & CO AG)

Der XCIENT Fuel Cell von **Hyundai** ist bereits seit 2020 auf dem Markt und war der weltweit erste in Serie gefertigte Brennstoffzellen-Lkw. Seit letztem Jahr gibt es nun auch Auslieferungen nach Deutschland.¹⁰ Der XCIENT Fuel Cell verfügt über eine Reichweite von 400 km.

Quantron mit Sitz in Gersthofen nahe Augsburg stellt verschiedene Prototypen mit Reichweiten bis zu 1.500 km her. Ausgestattet sind diese mit Brennstoffzellen-Antriebssystemen von Ballard.¹¹ Für IKEA Österreich lieferte Quantron im Oktober 2023 fünf 7,5-t-FCEV-Trucks des Modells QUANTRON QLI FCEV.¹²

In der Klasse mittelschwerer Lkw steht die **Paul Group** mit Sitz in Vilshofen an der Donau mit ihrem PH2P vor dem nächsten Schritt einer Serienproduktion. Der Truck ist ausgestattet mit einer 80-kW-Brennstoffzelle von Toyota und verfügt über eine Reichweite von etwa 450 km.¹³

⁹ <https://www.dbschenker.com/at-de/insights/neuigkeiten-und-storys/presseinformationen/hylane-1462508> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

¹⁰ <https://www.hyundai.news/de/articles/press-releases/hyundai-bringt-wasserstoff-lkw-xcient-fuel-cell-nach-deutschland.html> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

¹¹ <https://www.quantron.net/q-truck/q-heavy/qhm-fcev/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

¹² <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.quantron.net%2Fwp-content%2Fuploads%2F2023%2F10%2FDE-Weltpremiere-QUANTRON-liefert-Wasserstoff-Trucks-an-den-ersten-IKEA-Markt.docx&wdOrigin=BROWSELINK> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

¹³ <https://paul-nutzfahrzeuge.de/paul-hydrogen-power-h2-truck/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

Die Beispiele zeigen, dass der Markt für brennstoffzellenelektrische Nutzfahrzeuge anläuft bzw. vor der nächsten Phase einer breiten Markteinführung steht. Der gezielte Hochlauf und die Förderung von Investitionskosten könnten hier insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Hersteller stärken und die heimische Produktion und Wertschöpfung anstoßen.

3. SKALIERUNGSPOTENZIALE H₂-PRODUKTION (ELEKTROLYSE)

Die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse ist die entscheidende Technologie zur nachhaltigen Produktion von grünem Wasserstoff. Um die ambitionierten Klimaschutzziele erreichen zu können, ist der Ausstieg aus fossilen Energieträgern unumgänglich. Sowohl in Deutschland als auch auf globaler Ebene wird dadurch der Bedarf für erneuerbare Energien und (grünen) Wasserstoff in den nächsten Jahren signifikant ansteigen.

Bislang zeigt sich jedoch, dass grüner Wasserstoff (Wasserstoffelektrolyse mit erneuerbarem Strom) kurz- bis mittelfristig nicht gegenüber Wasserstoff aus konventionellen Quellen (insb. Dampfreformierung von Erdgas) konkurrieren kann. Die Vielzahl an existierenden Kostenschätzungen für die Produktion (inkl. ggf. Import nach Deutschland) von grünem Wasserstoff reichen dabei – je nach Annahme – von etwa 5 bis 12 €/kg im Jahr 2020. Bis 2030 wird eine deutliche Kostensenkung auf potenziell unter 2,50 €/kg prognostiziert, konservativere Schätzungen liegen dagegen weiterhin bei bis zu 10 €/kg [LBST 2022]. Demgegenüber liegen laut Internationaler Energieagentur (IEA) die Kosten für erdgasbasierte Wasserstoffproduktion in den unterschiedlichen Weltregionen bei 0,80–1,60 €/kg (ohne CO₂-Abscheidung und Speicherung, CCS¹⁴) und bei etwa 1,30–2,10 €/kg (mit CCS) [IEA 2019].¹⁵ [Gas for Climate & Guidehouse 2021] geben die Kosten für blauen Wasserstoff¹⁶ mit etwa 1,40–2,00 €/kg¹⁷ an, die in den nächsten Jahren bei steigenden CO₂-Preisen auf etwa 1,60–2,30 €/kg ansteigen werden. Des Weiteren müssen weitere Kostensteigerungen, insbesondere durch den gestiegenen Erdgaspreis, berücksichtigt werden. Kostensenkungen bei der Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien einerseits sowie eine konsequente CO₂-Bepreisung für fossile Wettbewerbstechnologien andererseits sind daher unabdingbar, um in Zukunft die wirtschaftliche Nutzung von grünem Wasserstoff zu ermöglichen.

In jedem Fall zeigen die aufgeführten Zahlen, dass eine deutliche Kostenreduktion aufseiten der (grünen) Wasserstoffproduktion erforderlich ist. Nach [Hydrogen Council 2020] liegen wesentliche Hebel zur Kostensenkung auf den Investitionskosten (CAPEX) der Elektrolyseure, den Stromkosten sowie – zu einem kleineren Anteil – in Effizienzsteigerungen der Elektrolyse (von ~65 auf 70 % bis 2030) sowie weiteren Aspekten (OPEX, Speicherung, Netzgebühren, Volllaststunden). Nach einer beschriebenen Beispielrechnung lassen sich die H₂-Bereitstellungskosten zwischen 2020 und 2030 so um etwa 60 % senken. Dabei entfallen knapp 50 % der Kostensenkungen auf sinkende CAPEX der Elektrolyse (durch einen Ausbau von 90 GW Elektrolysekapazität) und 40 % auf reduzierte Stromkosten (von 50 auf 29 €/MWh¹⁸).

Wichtig sei an dieser Stelle auch der Hinweis, dass gerade bei geringen Benutzungsstunden bis zu 2.000 Stunden pro Jahr die Investitionskosten den überwiegenden Anteil der H₂-Gestehungskosten darstellen. Bei höheren Benutzungsstunden dominieren dagegen die Betriebskosten (OPEX) und damit insbesondere die Stromkosten [ISE 2022].

Auch eine Metastudie von Agora Industrie & Umlaut beschreibt die unterschiedlichen Kostentreiber der H₂-Bereitstellungskosten (ausgedrückt als sog. *Levelised Cost of Hydrogen, LCOH*) [Agora Industry &

¹⁴ CCS – Carbon Capture and Storage – Kohlenstoffabscheidung und -speicherung.

¹⁵ Die Preisspanne ergibt sich dabei durch die Annahme unterschiedlicher Erdgaspreise von 9–33 €/MWh_{CH₄} und einem CO₂-Preis von 4–14 €/t_{CO₂}, je nach Weltregion. Die Umrechnung von US-Dollar in Euro erfolgte mit einem Umrechnungskurs von 1 \$ = 0,88 €.

¹⁶ Blauer Wasserstoff – Wasserstoffherzeugung aus Erdgas (via Dampfreformierung).

¹⁷ Unter der Annahme eines Erdgaspreises von 20 €/MWh sowie CO₂-Transport- und Speicherkosten von 50 €/t_{CO₂}.

¹⁸ Wechselkurs: 1 \$ = 0,88 € (2022).

Umlaut 2023]. Neben Stromkosten werden ausschließlich mit CAPEX verbundene Kostenkomponenten (Zinssatz, Stack und BOP-Kostensenkungen, EPC) als die wesentlichen Kostentreiber genannt. Nachgelagert folgen weitere Faktoren wie Nutzungsdauer, Stack-Degradation sowie OPEX.

Mit Blick auf die Investitionskosten lassen sich insbesondere drei Faktoren identifizieren, die wesentlich für eine Kostensenkung bei Elektrolyseuren beitragen: (i) Skaleneffekte durch Massenproduktion, (ii) Skalierung der Anlagengröße sowie (iii) technische Fortschritte. Um die jeweiligen Trends hinsichtlich dieser Faktoren abschätzen zu können, werden im Folgenden auf Basis öffentlich verfügbarer Studien und Informationen wesentliche Aussagen zum Markthochlauf der Elektrolyse (angekündigte Entwicklung der Fertigungskapazitäten und installierten Elektrolyseleistung) zusammengetragen. Darauf aufbauend werden überdies Aussagen zu Reduktionspotenzialen der Investitionskosten für die wesentlichen Elektrolysetechnologien einander gegenübergestellt.

3.1. Prognostizierter Ausbau der Elektrolyse-Produktionskapazitäten

In den vergangenen Jahren mehren sich die Ankündigungen diverser Hersteller für den Aus- und Aufbau neuer Produktionskapazitäten für Elektrolyseure. Damit antizipieren die Hersteller den durch diverse nationale Wasserstoffstrategien angekündigten Hochlauf der Nachfrage [World Energy Council 2020]. Beispiele für Aktivitäten der letzten Jahre sind etwa die Ankündigungen zu neuen Standorten bzw. Erweiterungen von ITM Power in Sheffield (UK), NEL in Notodden (Norwegen) & Wallingford (USA), McPhy in San Miniato (Italien), aber auch Cummins/Hydrogenics in Oevel (Belgien) & Mississauga (Kanada) sowie diverser Hersteller in China (z. B. Cockerill Jingli Hydrogen in Suzhou, PERIC in Handan oder THE in Tianjin). Diese und weitere Anlagen führten nach Analysen von Bloomberg zu einer Gesamtzahl der weltweit im Jahr 2022 bestehenden Fertigungskapazitäten für die beiden dominierenden Elektrolysetechnologien (alkalische Elektrolyse (AEL) und Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM)) von 15,2 GW/Jahr [BloombergNEF 2022]. Nach Angaben der Autoren entfielen davon knapp drei Viertel auf die AEL-Technologie. Abbildung 6 zeigt die für die Jahre 2022 und 2023 demnach bestehenden bzw. prognostizierten Produktionskapazitäten der unterschiedlichen Hersteller auf. Bei Veröffentlichung der Analyse im Jahr 2022 rechneten die Autoren für 2023 mit einer Verdopplung der Produktionskapazitäten auf 31,1 GW/Jahr gegenüber 2022. Zuletzt eröffneten beispielsweise Siemens Energy und Air Liquide im November 2023 die neue Fertigungsanlage für PEM-Elektrolyseure in Berlin, deren Kapazität von zu Beginn 1 GW auf mindestens 3 GW im Jahr 2025 ausgebaut werden soll [Siemens Energy 2023].

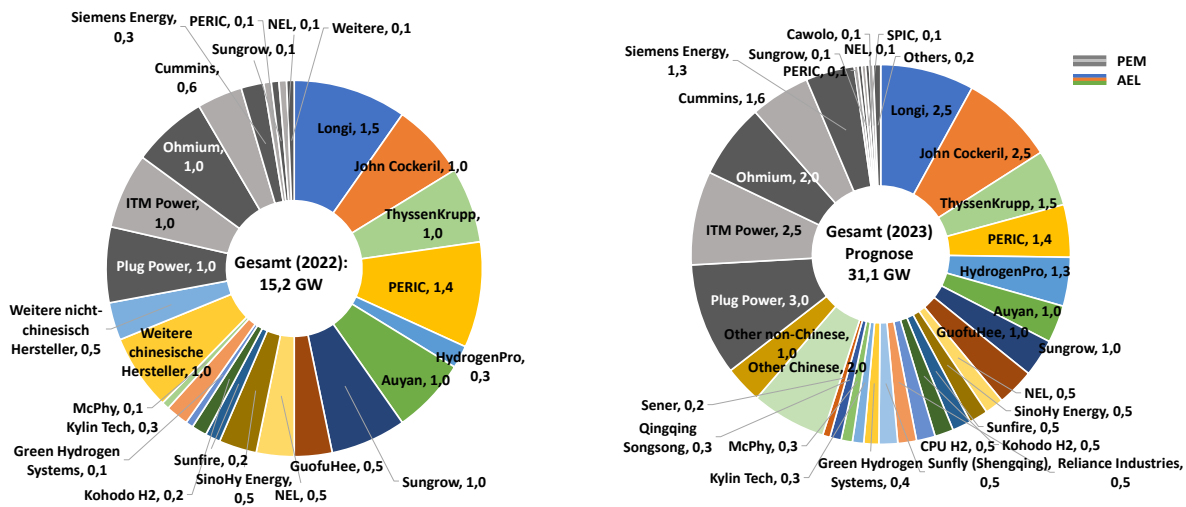
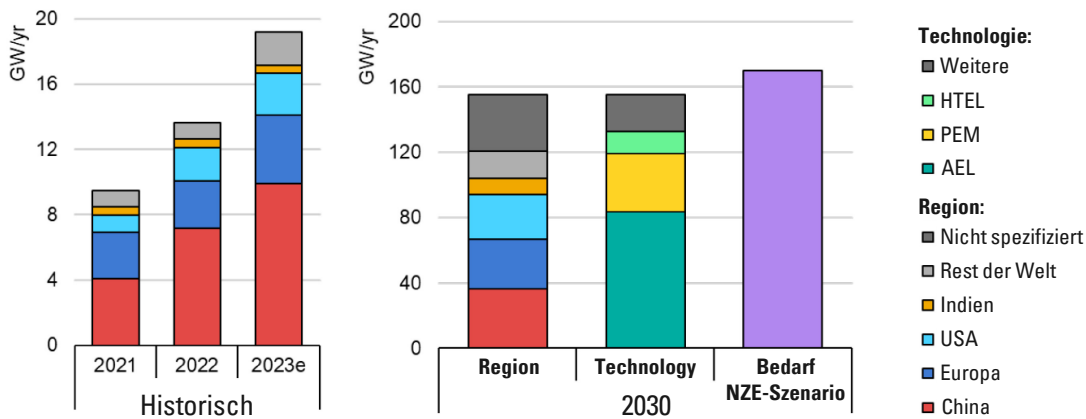


Abbildung 6: Fertigungskapazitäten diverser Hersteller nach Elektrolysetyp, LBST nach [BloombergNEF 2022]

Diese Prognosen liegen oberhalb der Erwartungen der Internationalen Energieagentur (IEA). Diese geben für das Jahr 2022 eine gesamte Produktionskapazität für Elektrolyseure (AEL, PEM, SOEC, weitere) von etwa 14 GW pro Jahr an, mit einem erwarteten Anstieg im Jahr 2023 auf etwa 19 GW/Jahr [IEA 2023]. Anzumerken ist, dass demnach >50 % der im Jahr 2023 installierten Elektrolyse-Fertigungskapazitäten in China angesiedelt sind. Langfristig erwartet die IEA bis zum Jahr 2030 einen Zuwachs auf etwa 160 GW/Jahr, mit Schwerpunkten auf China, Europa und USA bei Dominanz der alkalischen Elektrolyse mit etwa 50 % Marktanteil. Andere Marktstudien gehen unter Berücksichtigung der angekündigten Fertigungskapazitäten von einer Gesamtleistung von etwa 110 GW/Jahr (2030) aus [Wood MacKenzie 2023].



IEA. CC BY 4.0.

Hinweis: NZE-Szenario = „Net Zero Emissions“-Szenario 2050 der Internationalen Energie Agentur (IEA)
Prognose der Produktionskapazitäten für 2023 beinhaltet gegenwärtig in Bau befindliche Produktionsstätten.

Abbildung 7: Status quo (links) und Prognose (rechts) weltweiter Elektrolyse-Produktionskapazitäten (Quelle: IEA 2023; Global Hydrogen Review 2023, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, Lizenz: CC BY 4.0. Haftungsausschluss: Dies ist eine von Ludwig-Bolkow-Systemtechnik GmbH auf Basis von IEA-Material übersetzte Abbildung und Ludwig-Bolkow-Systemtechnik GmbH ist allein haftbar und verantwortlich für die Inhalte. Das Abbildung ist nicht durch die IEA in keiner Weise befürwortet.)

Aussagen zur zukünftigen Marktdurchdringung der unterschiedlichen Elektrolysetechnologien, dem sogenannten Technologiemix, sind jedoch stets mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Ausgehend von der heutigen Verteilung der Fertigungskapazitäten (ca. 70 % AEL- und ca. 30 % PEM-Elektrolyse) erwarten etwa die Autoren in [Prognos et al. 2023], dass dieser Trend generell fortgeschrieben wird. Ab 2026 würden jedoch zunehmend auch Fertigungskapazitäten für die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL, auch SOEC genannt) und ab 2028 überdies für die Anionen-Austauschmembran-Elektrolyse (AEMEL) errichtet werden. Abschließend läge dadurch im Jahr 2045 der jährliche Marktanteil der Elektrolyse eher bei der nachfolgenden Verteilung: AEL: 41 %, PEM: 39 %, HTEL: 11 %, AEMEL: 9 %.

Ähnliche Aussagen zu den Marktanteilen der unterschiedlichen Technologien auf globaler Ebene finden sich in [JRC 2023]. Aufgrund regionaler Besonderheiten existiert jedoch ein z. T. deutlicher Unterschied zwischen der Verteilung der Technologien zwischen Europa und USA einerseits (ausgewogene Verteilung zwischen AEL und PEM und geringere Anteile für HTEL (SOEC) und AEMEL) und China andererseits. Als Grund hierfür wird insbesondere die hohe Bedeutung der AEL bei chinesischen Herstellern angeführt, bei gleichzeitig fehlenden Firmenaktivitäten im Bereich der HTEL oder AEMEL.

Ein Vergleich der angekündigten Projekte mit den Produktionskapazitäten der Hersteller offenbart zumindest für die Jahre 2025 und 2030 ein gewisses Überangebot. Dies gilt insbesondere bei Betrachtung jener Elektrolyseprojekte bzw. Ankündigungen für neue Fertigungsstandorte, bei denen bereits eine finale Investitionsentscheidung (*Final Investment Decision, FID*) getroffen wurde [IEA 2023]. Unter Berücksichtigung weiterer Projekte, die gegenwärtig in Machbarkeitsstudien untersucht werden oder sich in einem sehr frühen Stadium der Planungen befinden, zeigt sich dagegen sowohl im Jahr 2025 als auch im Jahr 2030 ein ausgeglichenes Bild (weitere Details in Kapitel 3.2).

3.2. Markthochlauf: Bedarf und Absatzzahlen Elektrolyse

Der Bedarf für Wasserstoff wird langfristig durch die Nutzung in den unterschiedlichen Sektoren stark ansteigen. Im Rahmen einer Metaanalyse für die HySteel-Fachkommission des DWV wurden die Bedarfe für grünen Wasserstoff in unterschiedlichen Studien zusammengetragen. Während der heute bereits existierende, meist graue Wasserstoff bei etwa 50 bis 55 TWh liegt, so zeigten die Prognosen unterschiedlicher Studien langfristig einen stark ansteigenden Wasserstoffbedarf von 262 TWh bis 690 TWh (siehe Abbildung 8) [LBST 2022].

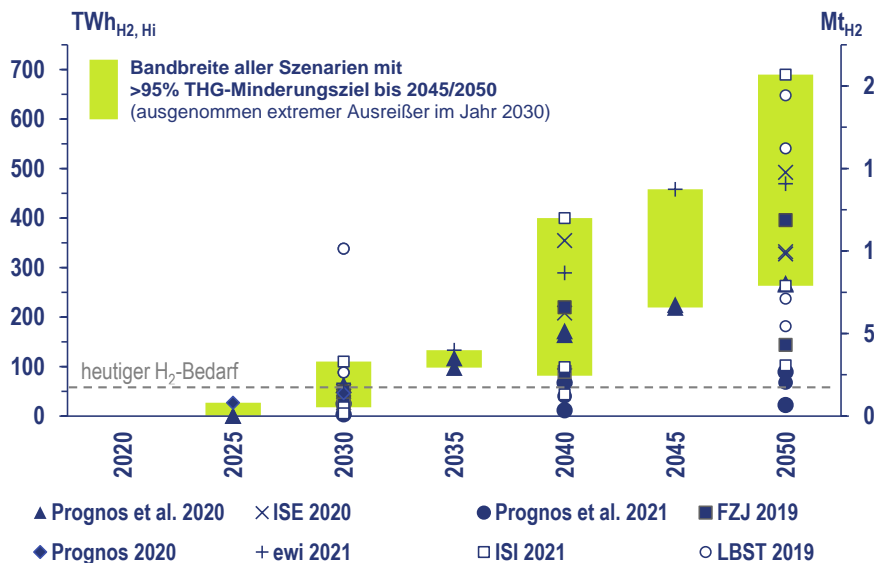


Abbildung 8: Bedarfsszenarien H₂ nach Metastudie für den DWV [LBST 2022]

In einem Grundlagenpapier aus dem Jahr 2023 geht der nationale Wasserstoffrat (NWR) zum Teil deutlich über diese Prognosen hinaus: Langfristig wird demnach außerdem der Gesamtbedarf für Wasserstoff bis 2045 auf 964–1.364 TWh ansteigen, um THG-Neutralität über alle Sektoren zu erreichen (entspricht etwa 400–570 GW_{el} Elektrolysekapazität). Für 2030 beziffert er den Bedarf für grünen Wasserstoff bereits auf 56 bis 93 TWh, bei gleichzeitig nur leicht rückläufigem Bedarf für grauen Wasserstoff. Daraus ergibt sich eine erforderliche installierte Elektrolysekapazität von 23 bis 39 GW_{el}¹⁹ (inländisch und ausländisch) [NWR 2023].

Durch die Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2023 hat auch die Bundesregierung dieser Tatsache Rechnung getragen und die mittelfristige Bedarfsprognose für Wasserstoff und seine Derivate im Jahr 2030 für Deutschland von 90 auf 95–130 TWh erhöht [BMWK 2023]. Damit einhergehen soll der Aufbau von 10 GW Elektrolyseleistung in Deutschland. Der NWR begrüßt „ausdrücklich“ diese Anhebung der Bedarfsprognose für Wasserstoff [NWR 2023b].

Vergleichbare Bedarfsprognosen für installierte Elektrolyseleistungen auf internationalem Level sind naturgemäß mit einer gewissen Bandbreite verbunden und steigern sich je nach Ambitionsniveau der THG-Emissionsreduktion. So lagen die Schätzungen der IRENA aus dem Jahr 2020 noch bei etwa 100 bis 270 GW_{el} im Jahr 2030 und > 1 TW_{el} im Jahr 2050 [IRENA 2020], während die IEA für ihr „Net Zero Emission“-Szenario im Jahr 2021 bereits von etwa 600 GW_{el} (2030) und >3 TW_{el} (2050) ausgeht [IEA 2023, IEA 2021].

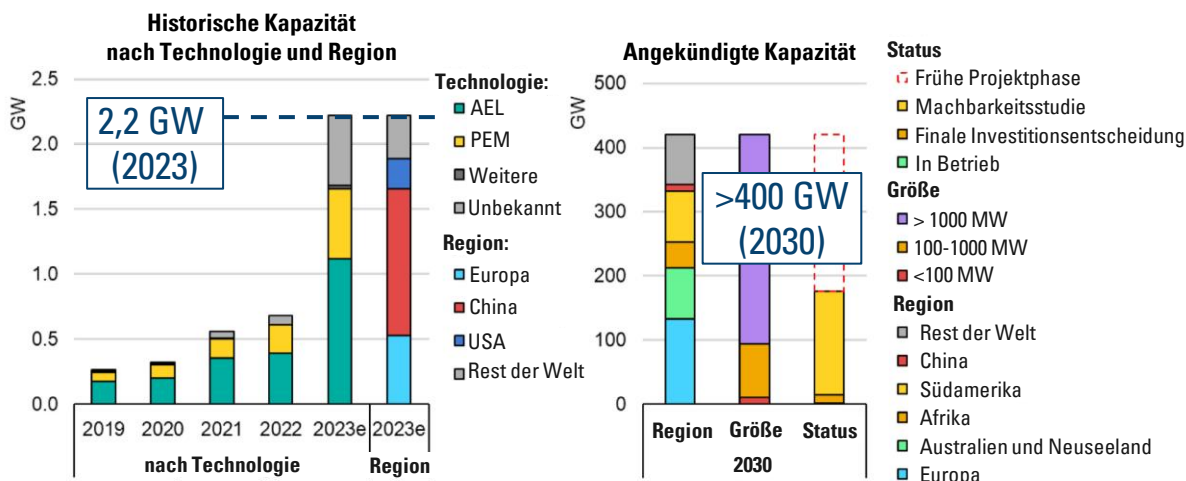
Insgesamt kann festgestellt werden, dass sich diese hohen Bedarfsprognosen auf nationalem (und vergleichbar auch auf internationalem) Level bis zum Jahr 2030 zwar, wie in Kapitel 3.1 dargestellt, durchaus im gegenwärtigen Ausbaupfad für Fertigungskapazitäten von Elektrolysen widerspiegeln. Dies gilt jedoch nur bedingt, wenn man auf die angekündigten und im Bau befindlichen Projekte blickt.

Nach den Zahlen der Projektdatenbank zum Elektrolyse-Monitor im Rahmen des Projekts Wasserstoff-Kompass sind gegenwärtig in Deutschland 72 MW_{el} Elektrolyse (ohne Chlor-Alkali-Elektrolyse) in Betrieb und etwa 137 MW_{el} in Bau (Stand: Oktober 2023) [acatech & DECHEMA 2023]. Verglichen mit dem 10-GW_{el}-Ziel der Bundesregierung deckt dies jedoch nur knapp 2,1 % der erforderlichen Kapazität ab.

¹⁹ Annahmen: 60 % Wirkungsgrad der Elektrolyse und 4.000 Volllaststunden pro Jahr [NWR 2023].

Demgegenüber stehen nach Aussagen der Autoren Gesamtkapazitäten, die angekündigt oder in diversen Planungsstadien sind, von etwa 8,9 GW_{el} bis 2030 und bis zu 22,9 GW_{el} bis 2035.

Weltweit lag die Zahl der in Betrieb befindlichen (Wasser-)Elektrolyseure Ende 2022 bei knapp 700 MW_{el}, wobei die Autoren für 2023 bereits einen deutlichen Anstieg auf bis zu 2,2 GW_{el} Elektrolysekapazität erwarten [IEA 2023]. Überdies liegen nach Angaben der Autoren bis 2030 konkrete Planungen bzw. Machbarkeitsstudien für etwa 175 GW_{el} vor, und weitere Projekte mit einer Gesamtkapazität von etwa 230 GW_{el} befinden sich demnach in einem frühen Planungsstadium (siehe Abbildung 9).



IEA, CC BY 4.0.

Hinweis: Weitere Technologien beziehen sich auf HTEL und AEMEL. Einheit GW bezieht sich auf GW_{el}.

Abbildung 9: Vergleich existierender und angekündigter Elektrolysekapazitäten

(Quelle: IEA 2023; Global Hydrogen Review 2023, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, Lizenz: CC BY 4.0. Haftungsausschluss: Dies ist eine von Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH auf Basis von IEA-Material übersetzte Abbildung und Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH ist allein haftbar und verantwortlich für die Inhalte. Das Abbildung ist nicht durch die IEA in keiner Weise befürwortet.)

Die hohe Dynamik im gegenwärtigen Marktumfeld wird nicht zuletzt durch die Analyse des Hydrogen Council zu den angekündigten Elektrolyseprojekten weltweit deutlich. Demnach sind bis zum Jahr 2030 Projekte mit einer Gesamtkapazität von etwa 232 GW_{el} geplant, davon 120 GW_{el} im fortgeschrittenen Projektstadium [Hydrogen Council 2023]. Mit Blick auf das Datum der jeweiligen Projektankündigung zeigt sich der enorme Zuwachs innerhalb der letzten vier Jahre: Gegenüber den Projektankündigungen bis Dezember 2019 von ~18 GW_{el} kam es bis Januar 2023 zu einer Verdreizehnfachung der angekündigten Kapazitäten bis 2030 (siehe Abbildung 10).

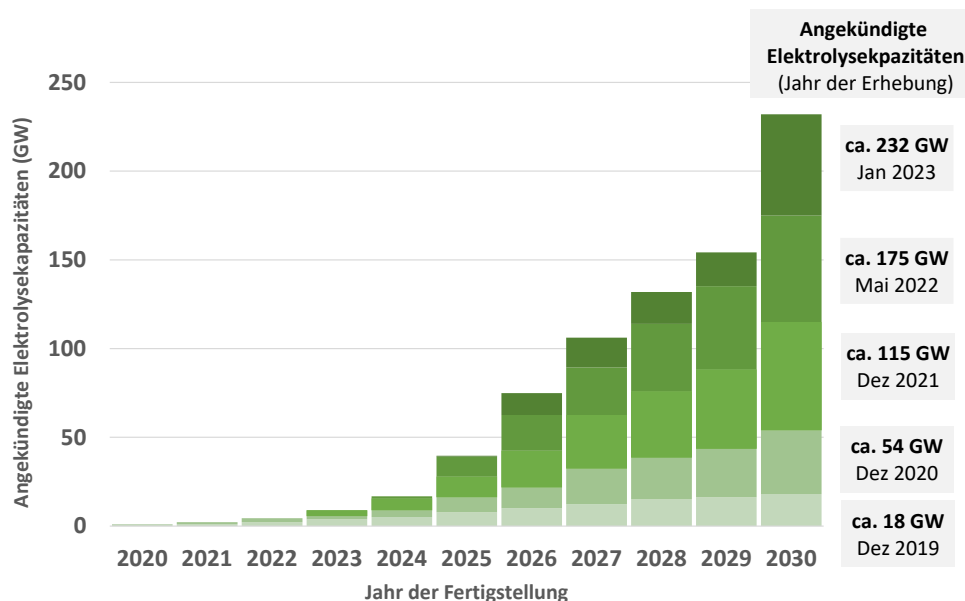
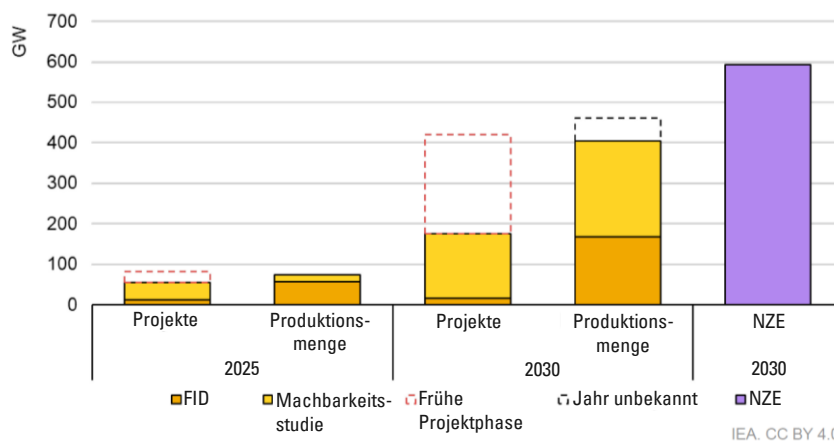


Abbildung 10: Entwicklung der Projektankündigungen (in GW Elektrolysekapazität) nach Jahr der Inbetriebnahme (Hinweis: Projekte über alle Projektstufen berücksichtigt), LBST nach [Hydrogen Council 2023]

Trotz dieser Entwicklung bleibt festzustellen, dass nur in einem kleinen Fall dieser „angекündigten“ Projekte die finale Investitionsentscheidung (*Final Investment Decision, FID*) bereits erfolgt ist. Nach Aussage der IEA ist dies aktuell lediglich bei etwa 2,5 % (ca. 10 GW_{el}) der >400 GW_{el} angекündigten Leistung der Fall (Stand: Oktober 2023) [IEA 2023]. Demgegenüber stehen, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, deutlich ambitioniertere Ausbauszusagen aufseiten der Elektrolysehersteller. Unabhängig davon besteht für beide Seiten weiterhin eine Lücke im Vergleich zu den erforderlichen kumulativen installierten Elektrolyseuren (ca. 600 GW bis 2030) nach dem „Net Zero Emission“-Szenario (siehe Abbildung 11).



Hinweis: FID = Finale Investitionsentscheidung, NZE-Szenario = „Net Zero Emissions“-Szenario 2050 der Internationalen Energie Agentur (IEA). Produktionsmenge ermittelt unter Annahme einer 85%-igen Auslastung der angekündigten Fertigungskapazitäten. Ankündigungen von Fertigungskapazitäten ohne Zieljahr wurden dem Jahr 2030 zugerechnet.

Abbildung 11: Vergleich angekündigter kumulierter Elektrolyseprojekte, Fertigungskapazitäten und erforderlicher Bedarf nach NZE-Szenario

(Quelle: IEA 2023; Global Hydrogen Review 2023, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, Lizenz: CC BY 4.0. Haftungsausschluss: Dies ist eine von Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH auf Basis von IEA-Material übersetzte Abbildung und Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH ist allein haftbar und verantwortlich für die Inhalte. Das Abbildung ist nicht durch die IEA in keiner Weise befürwortet.)

Abschließend kann gesagt werden, dass der zeitnahe Markthochlauf von Elektrolyseuren erforderlich ist, um die heute noch hohen Produktionskosten für Wasserstoff in Deutschland durch Skaleneffekte deutlich zu reduzieren und damit die Wettbewerbsfähigkeit von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in diversen Endanwendungen gegenüber fossilen Alternativen zu stärken. Die Analysen zeigen, dass die Elektrolysehersteller ihre Produktionskapazitäten in Erwartung deutlich steigender Nachfrage bereits heute signifikant ausbauen (siehe Kapitel 3.1). Gleichzeitig liegt bislang nur für einen Bruchteil der angekündigten Wasserstoffprojekte eine finale Investitionsentscheidung vor.

3.3. Kostenentwicklung Elektrolyseure (CAPEX)

Mit Blick auf die spezifischen CAPEX der Elektrolyse gilt es, einige grundlegende Faktoren zu berücksichtigen. Bei Angabe der spezifischen CAPEX (in €/kW) ist die Angabe der Bezugsgröße entscheidend. Dabei kann im Allgemeinen zwischen folgenden Kostenkomponenten unterschieden werden:

- 1) Elektrolyse-Stack: bestehend etwa aus Kernkomponenten der Elektrolyse wie Membran-Elektroden-Einheit (*Membrane Electrode Assembly, MEA*), Gastransportschicht (GDL, PTL), Dichtungen und Bipolarplatten (BPP)
- 2) Balance-of-Plant (BoP): weitere Systemkomponenten wie Stromversorgung, Wasserkreislauf, Gasleitungen und Gasreinigung sowie Kühlungssysteme
- 3) Weitere Projektkosten: meist Installation, Engineering, Grundstückskosten, ggf. auch Genehmigungen, Versicherungen etc.

Die in unterschiedlichen Studien identifizierten Kostensenkungspotenziale hängen zum überwiegenden Teil von folgenden Faktoren ab:

- Anzahl der produzierten Systeme: Fertigungskapazitäten der Hersteller sowie auch Markthochlauf der installierten Leistung zur Hebung von „Economies of Scales“ durch Massenfertigung
- Steigerung der Stack- und Systemgrößen (in MW_{el}) zur Senkung der spezifischen Komponentenkosten
- Technologische Weiterentwicklungen, z. B. zur Steigerung der erzielbaren Stromdichten (ermöglicht Leistungssteigerung bei gleichbleibender Zelloberfläche)

Um die Kostensenkungspotenziale im Zeitverlauf darzustellen, liegen den unterschiedlichen Studien folglich Annahmen zu jedem der drei genannten Aspekte zugrunde. Während in den vorangegangenen Kapiteln bereits auf die Prognosen zur Erweiterung der Produktionskapazitäten sowie den Markthochlauf der Elektrolyse eingegangen wurde, werden im Folgenden konkrete Aussagen hinsichtlich der Kostenentwicklung zusammengetragen.

Bei der Analyse der Kostenentwicklung hinsichtlich der CAPEX, aber auch weiterer Kostenbestandteile der Wasserstoffgestehungs- und -bereitstellungskosten (etwa OPEX, Transport, Druckniveau etc.) ist eine einheitliche Wahl der Grundparameter und Systemgrenzen wichtig, um eine Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Studien zu erreichen. In [Agora Industry & Umlaut 2023] wurde versucht, auf Basis der bestehenden Studienlandschaft Empfehlungen für einen einheitlichen Ansatz zur Berechnung der H₂-Bereitstellungskosten in Form der sog. „Levelized Cost of Hydrogen, LCOH“ zu formulieren.

Wichtige Kennzahlen zum Status quo sowie zu den Entwicklungszielen bis 2030 finden sich etwa in der „Strategic Research Innovation Agenda 2021-2027“ der Clean Hydrogen Partnership (CHJU) aus Europäischer Kommission und Hydrogen Europe. Vergleichbare Ziele wurden beispielsweise auch durch das amerikanische Department of Energy (DOE) veröffentlicht [DOE 2023].

Tabelle 1 stellt diese Indikatoren für die unterschiedlichen Technologien einander gegenüber²⁰ [CHJU 2022]. Unabhängig von gewissen Unterschieden zwischen den dargestellten Kostenzielen in [CHJU 2022] und jenen in [DOE 2023] zeigen die Kostenindikatoren beider Institutionen das Ziel einer deutlichen Kostendegression bis 2030 auf.

Dieser generelle langfristige Trend wird im Allgemeinen durch diverse Studien bestätigt. [WI & DIW Econ 2020] gibt in einer Metastudie indikative Angaben zu der Entwicklung der spezifischen Investitionskosten (CAPEX) für die wichtigsten Elektrolysetechnologien an. Dabei zeigen sich zum einen die heute noch existierenden spezifischen Kostenvorteile der alkalischen Elektrolyse (CAPEX ca. 500–1.500 €/kW_{el}) gegenüber PEM oder SOEC. Gleichzeitig wird eine Kostenreduktion der AEL- und PEMEL-Technologien auf bis zu 200 €/kW_{el} bis 2050 prognostiziert. Eine ähnliche Bandbreite beschreiben die Autoren in [DNV 2022] unter Annahme eines 1-MW-Referenzsystems. Während die spezifischen Kosten für AEL von etwa 830–1.010 €/kW_{el}²¹ bis zum Jahr 2050 auf 325–690 €/kW_{el} sinken könnten, liegt der Bereich für PEM-Elektrolyseure bei etwa 1.200–1.500 €/kW_{el} (2020) bzw. 370–925 €/kW_{el} (2050).

Tabelle 1: Kostenziele für Elektrolyseure nach „Strategic Research and Innovation Agenda 2021-2027“ der Clean Hydrogen Partnership [CHJU 2022]

	Unit	SoA 2020	2024	2030
AEL-System - CAPEX	€/kW	600	480	400
AEL-System - CAPEX	€/(kg/d)	1.250	1.000	800
AEL-System - OPEX	€/(kg/d)/y	50	43	35
PEM-System - CAPEX	€/kW	900	700	500
PEM-System - CAPEX	€/(kg/d)	2.100	1.550	1.000
PEM-System - OPEX	€/(kg/d)/y	41	30	21
HTEL-System - CAPEX	€/kW	2.130	1.250	520
HTEL-System - CAPEX	€/(kg/d)	3.550	2.000	800
HTEL-System - OPEX	€/(kg/d)/y	410	130	45
AEMEL-System - CAPEX	€/kW	1.000	550	300
AEMEL-System - CAPEX	€/(kg/d)	2.250	1.200	600
AEMEL-System - OPEX	€/(kg/d)/y	34	27	21

[Fraunhofer ISE 2022] vergleicht die spezifischen Kapitalkosten (als Systemkosten) alkalischer und PEM-Elektrolyseure für die Jahre 2020 und 2030 in einer detaillierten Analyse – aufgeteilt nach Komponenten (inkl. z. B. der Gas- und Wasseraufbereitung, Kühlsysteme und Leistungselektronik) (siehe Abbildung 12).

²⁰ Zu beachten ist, dass die spezifischen Kapitalkosten sich auf ein Produktionsvolumen von 100 MW_{el} für einen einzelnen Hersteller beziehen, bei Annahme einer 10-jährigen Lebensdauer (Lebenszeitende definiert als 10%iger Anstieg im Energieverbrauch) und die Kosten für die Installation auf einem vorbereiteten Gelände beinhalten, jedoch ohne weitere Komponenten wie Transformatoren oder Wechselrichter.

²¹ Wechselkurs 1 \$ = 0,9241 € (Durchschnitt Januar–Oktober 2023).

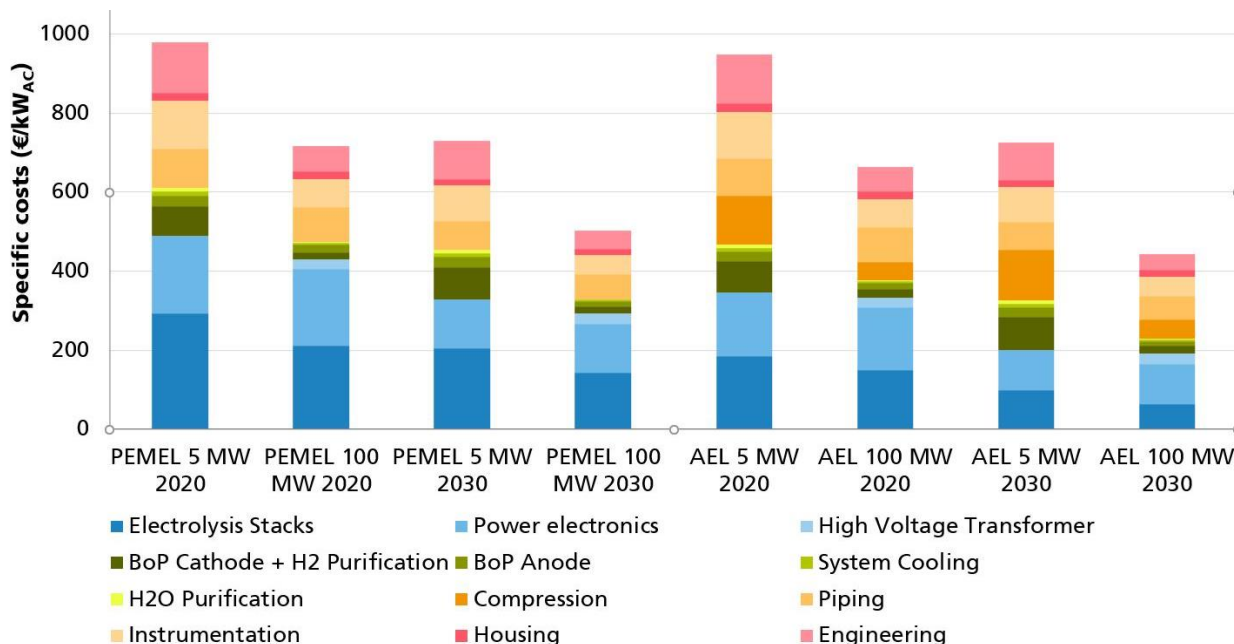


Abbildung 12: Kosten von alkalischen und PEM-Elektrolysesystemen für verschiedene Systemkapazitäten in den Jahren 2020 und 2030 (Quelle: [ISE 2022], Copyright © 2022 Fraunhofer ISE – alle Rechte vorbehalten)

Danach werden die Systemkosten von PEM-Elektrolyseuren von heute etwa 720–980 €/kW_{el} auf etwa 500–730 €/kW_{el} im Jahr 2030 sinken, wobei die obere Grenze für 5-MW-Anlagen und die untere Grenze für 100-MW-Anlagen gelten. Für alkalische Elektrolyse liegt die Bandbreite bei etwa 660–950 €/kW_{el} im Jahr 2020 und bei 440–730 €/kW_{el} im Jahr 2030.

Wesentliche Hebel der Kostenreduktion im Falle der AEL sind laut [Fraunhofer ISE 2022] dabei:

- Technische Entwicklungen mit bis zu 50 % des Kostensenkungspotenzials: Hintergrund sind etwa dünnere Diaphragma-Materialien, höhere Elektrodenaktivität und damit höhere Stromdichte sowie Fortschritte im Herstellungsprozess für Diaphragma-Elektroden-Einheiten, inkl. der Katalysatorbeschichtungen.
- Steigerung der Produktionskapazitäten, mit 20 % Kostensenkungspotenzial (bei Anstieg der Fertigungszahlen von 1 auf 40 Stacks pro Jahr (entspricht 2,5 auf 100 MW_{el} /Jahr)).
- Steigerung der Systemgröße (15 % Kostensenkung bei Vervielfachung der Kapazität von 2,5 auf 10 MW_{el}): Grund ist die Hebung spezifischer Kostenvorteile für Zellen und Stack, da mehr Zellen bei weniger Systemkomponenten verbaut werden und zusätzlich geringere spezifische Fertigungskosten realisiert werden können.

Im Falle der PEM-Elektrolyse werden folgende Treiber beschrieben:

- Steigerung der Fertigungskapazitäten: bis zu 40 % Kostensenkung bei Steigerung von 1 auf 100 Stacks pro Jahr (entspricht 1 auf 100 MW_{el}/Jahr).
- Steigerung Zell- und Systemgröße: 23–32 % Kostensenkung, siehe AEL.
- Technische Entwicklungen: 11–20 % Kostensenkung. Hauptkostentreiber hier sind Membran-Elektroden-Einheit (MEA) und PTL an der Anode, die auch langfristig aufgrund der erforderlichen Materialien (Membran und Katalysatoren) vergleichsweise teuer bleiben.

Weitere wichtige Kostenkomponenten sind Stromversorgung und Elektronik, die nach den Analysen (bislang) aber nur wenig Kostensenkungspotenzial zeigen.

Bei Interpretation der Auswirkungen der Massenfertigung muss mit Blick auf diese Analyse festgestellt werden, dass die Skalierung der Fertigungskapazitäten nur bedingt die in Kapitel 3.1 dargestellte Entwicklung widerspiegelt. Stattdessen wird in [Fraunhofer ISE 2022] nur die Ausweitung der Fertigungskapazitäten auf 100 MW/Jahr untersucht, also eher kundenspezifische Fertigung anstatt Massenfertigung im GW-Maßstab. Folglich ist zu erwarten, dass die Kostensenkungspotenziale durch die Massenfertigung in dieser Analyse eher unterschätzt werden. Des Weiteren bieten im Zuge dessen auch Verbesserungen im Fertigungsprozess und Automatisierung einen weiteren wichtigen Ansatzpunkt, um die Herstellungskosten zu senken.

Eine detaillierte Analyse von Institute for Sustainable Process Technology (ISPT) und TNO aus dem Jahr 2023 beschreibt vergleichbare Kostensenkungspotenziale für die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL, auch Solid Oxide Electrolyser Cell, SOEC)²². Nach dieser Studie wird eine deutliche Kostenreduktion der Gesamtkosten („Total Investment Costs (TIC)“) für eine (hypothetische) 1-GW-Anlage von etwa 4.800 €/kW_{el} im Jahr 2020 auf bis zu 1.200 €/kW_{el} im Jahr 2030 prognostiziert. Dabei wird auf Stack-Ebene eine 80%-Kostenreduktion angenommen, orientiert an den Zielen des CHJU (siehe oben), die eine Kostensenkung von 2.130 €/kW_{el} auf 520 €/kW_{el} im Jahr 2030 vorsehen.

Nach der Studie sind (in abnehmender Reihenfolge) größere Systemgrößen (von 100 auf 500 kW pro Modul und Anlagengrößen von heute maximal 1–10 MW auf über 100 MW), höhere Stromdichten (Verdoppelung von etwa 0,7–0,8 A/cm² auf etwa 1,5 A/cm²) sowie eine Steigerung der Produktionsvolumina (von 1.250 m²/Jahr bzw. ca. 10 MW/Jahr auf >40.000 m²/Jahr bzw. 300–500 MW/Jahr) die wesentlichen Hebel zur Senkung der CAPEX. Die Ergebnisse stimmen damit auch mit jenen der AEL- und PEM-Technologie überein.

Zusammenfassend lassen sich diverse Treiber für künftige Kostensenkungen der CAPEX für Elektrolyseure identifizieren. Ausgehend von heutigen Kosten, angenommenen Lernkurven für die Komponenten Stack, Balance of Plant und weitere Projektkosten sowie Projektionen für künftig installierten Leistungen kann analog wie in [TNO 2022] eine Projektion zu den Gesamtkosten durchgeführt werden. Die Autoren beschreiben darin auf Basis von Literaturwerten die Gesamtkosten mit etwa 1.400 €/kW_{el} (AEL) und 1.800 €/kW_{el} (PEM). Zusätzlich werden in analysierten Szenarien spezifische Lernkurven für die unterschiedlichen Komponenten angenommen, einheitlich 12 bzw. 20 % sowie unterschiedlich je nach Komponentenklasse. Abbildung 13 zeigt die Kostensenkungsprognose für die ersten beiden Fälle in Abhängigkeit der installierten Elektrolyseleistung. Legt man nun diverse Annahmen zu Prognosen und Ankündigungen der installierten Kapazitäten bis 2030 bzw. 2050 zugrunde (siehe Kapitel 3.2), lassen sich folgende Bandbreiten für die (Gesamt-)Kosten identifizieren: etwa 500–1.100 €/kW_{el} (2030) und potenzielle Reduktion bis zu ca. 200–800 €/kW_{el} (2050). Übersetzt bedeutet dies – je nach Szenario – eine prozentuale Kostenreduktion von 39–64 % bis 2030 und 66–86 % bis 2050.

²² Institute for Sustainable Process Technology (ISPT) und TNO (2023): Next Level Solid Oxide Electrolysis - Upscaling potential and techno-economical evaluation for 3 industrial use cases.

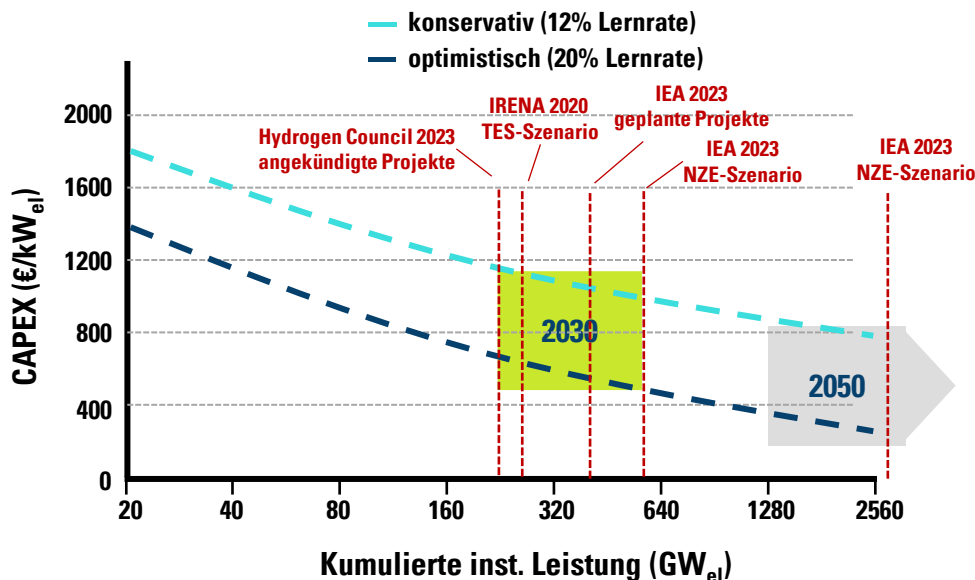


Abbildung 13: Prognostizierte Lernkurven der Investitionskosten für Elektrolyseure, LBST nach [TNO 2022], eigene Analysen

3.4. Diskussion und Zusammenfassung – Skaleneffekte Elektrolyse

Die Investitionskosten für Elektrolyseure sind, neben den Stromkosten, der entscheidende Hebel zur Senkung der H₂-Gestehungskosten. Die Analysen in den vorangegangenen Kapiteln zeigen insbesondere vier Faktoren auf, die dabei wesentlich sind, um die Reduktionspotenziale bei den Investitionskosten der Elektrolyse (CAPEX) zu heben. Diese umfassen:

- Skaleneffekte durch Massenproduktion, getrieben durch raschen Hochlauf der Fertigungskapazitäten diverser Hersteller (Ankündigungen: Produktionskapazitäten von bis zu 160 GW_{el}/Jahr bis 2030)
- Steigende Zahl der installierten Elektrolysekapazität durch
 - a) Anzahl tatsächlich umgesetzter Projekte (Ankündigungen: 230–400 GW_{el} bis 2030) und
 - b) Anstieg der Größe der Einzelprojekte (Skalierung der Stack- bzw. Systemgröße (>10 MW_{el}))
- Technische Weiterentwicklungen (z. B. höhere Stromdichte, Effizienzsteigerungen, Reduktion des Materialverbrauchs)

Weitere Faktoren sind beispielsweise Automatisierung und Fortschritte in der Fertigungstechnologie, aber auch mögliche Kostensenkungen in weiteren Anlagenkomponenten wie der Stromversorgung und Elektronik.

Mittelfristig bzw. langfristig erscheinen studienübergreifend Kostensenkungen von etwa 39–64 % (bis 2030) bzw. etwa 66–86 % (bis 2050) für Elektrolyseure möglich zu sein – getrieben insbesondere durch die große Zahl der Projekte, die heute zwar angekündigt sind, deren finale Investmententscheidung jedoch noch nicht gefallen ist. Laut [IEA 2023] könnte bei Realisierung all dieser Projekte die installierte Leistung auf 175–420 GW_{el} ansteigen, wobei die erste Zahl sich auf konkrete angekündigte Projekte bezieht und letztere auf Absichtserklärungen der beteiligten Akteure.

[IRENA 2020] zeigt auf, dass eine Senkung der Elektrolysekosten um 80 % die H₂-Gestehungskosten ausgehend von etwa 5 €/kg um etwa 40 % senken kann. Daneben nennt die Studie als weitere Hebel (in

Reihenfolge abnehmender Bedeutung): Stromkosten, Effizienz des Elektrolyseurs, Anzahl der Betriebsstunden, Lebensdauer des Elektrolyseurs sowie Kapitalkosten (WACC).

Trotz dieser Potenziale war in den letzten Jahren jedoch ein entgegengesetzter Trend der H₂-Gestehungskosten zu erkennen. Wie die Internationale Energieagentur beschreibt, stiegen zwischen 2021 und 2023 die Wasserstoffproduktionskosten (ausgedrückt als Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)) um über 50 % an. Zwar ist der überwiegende Teil auf einen deutlichen Anstieg der Zinsen und damit der Kapitalkosten zurückzuführen, doch auch die Kosten für Elektrolyseure sowie weitere Komponenten und Installation erhöhten sich im beschriebenen Zeitraum. So seien die spezifischen CAPEX für die Installation alkalischer bzw. PEM-Elektrolyse nach Aussagen von Industrie und Projektentwicklern beispielsweise um etwa 9 % gegenüber 2021 auf etwa 1.570 €/kW bzw. 1.850 €/kW²³ angestiegen. Überdies seien in Einzelprojekten sogar Kostensteigerungen von bis zu 40 % beobachtet worden. Neuere Zahlen zeigen jedoch auch, dass sich die beobachteten Preissteigerungen für diverse Komponenten zwischenzeitlich jedoch wieder abgeschwächt bzw. umgekehrt haben.

Während die oben beschriebenen Kostenangaben insbesondere für Europa und USA zutreffen, beschreiben die Autoren gleichzeitig deutlich günstigere Kosten für in China gefertigte AEL von etwa 690 bis 1.200 €/kW. Ähnliche Preisunterschiede wurden auch durch BloombergNEF in einer Marktumfrage diverser Hersteller identifiziert [BloombergNEF 2022b2]. Begründet werden kann dieser Unterschied etwa durch niedrigere Produktstandards und erforderliche Exportkosten, gleichzeitig spielen aber auch geringere Material- und Lohnkosten eine nicht unerhebliche Rolle [DNV 2022].

Vor diesem Hintergrund zeigt sich, dass chinesische Hersteller aufgrund der Kostenvorteile sowie auch durch die existierenden Produktionskapazitäten (aktuell global ca. 50 %) wesentlicher Wettbewerber für europäische Hersteller im Bereich der Elektrolyse sind.

²³ Wechselkurs 1 \$ = 0,9241 € (Durchschnitt Januar–Oktober 2023).

4. KOSTENSENKUNGSPOTENZIALE BEI DER H₂-KRAFTSTOFFBEREITSTELLUNG

Die Kosten für die H₂-Kraftstoffversorgung sind von zentraler Bedeutung für den wirtschaftlichen Betrieb von H₂-Fahrzeugen. Der Anteil der H₂-Kraftstoffkosten an den Gesamttransportkosten liegt, abhängig von Betrachtungsjahr, Fahrzeugtyp und sonstigen Rahmenbedingungen, im mittleren zweistelligen Prozentbereich [RB FCHJU 2020; TNO 2022]. Von entsprechender Bedeutung sind die Kostensenkungspotenziale, die im Bereich der H₂-Kraftstoffbereitstellung vorhanden sind und in den kommenden Jahren gehoben werden können. Abbildung 14 zeigt die mögliche Entwicklung von H₂-Kraftstoffkosten, wie diese in ausgewählten Studien genannt werden. Mittel- bis langfristig wurde bisher von Kosten im Bereich von 4 bis 6 €/kg ausgegangen. Jedoch auch bereits kurz- bis mittelfristig werden deutliche Kostenrückgänge erwartet. Neueste Studien erwarten aufgrund der aktuellen Inflation jedoch deutlich geringere Kostenrückgänge im Bereich der H₂-Produktion bis 2030. Ähnliche Effekte sind für die gesamte H₂-Kraftstoffbereitstellungskette wahrscheinlich, auch wenn es hier noch keine aktuellen Daten gibt. Die in Abbildung 14 gezeigten Kostenrückgänge sind entsprechend nur gedämpft und mit Verzögerung zu erwarten.

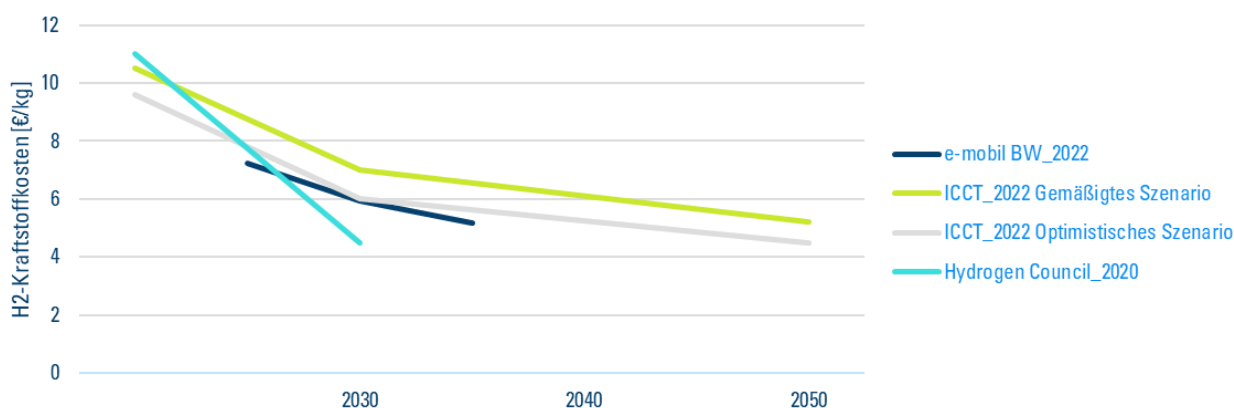


Abbildung 14: Mögliche Entwicklung der H₂-Kraftstoffkosten bis 2050 (Szenarien aus ausgewählten Studien, auf Datenbasis vor der Inflation und Energiekrise), LBST nach [emobil BW 2023; ICCT 2022; Hydrogen Council 2020]

Dennoch ist mit deutlichen Kostensenkungen zu rechnen. Um diese zu erreichen, müssen sämtliche Kostensenkungspotenziale entlang der H₂-Bereitstellungskette konsequent gehoben werden. Dazu ist es erforderlich, die über die letzten Jahre entwickelten und verbesserten Technologien und Konzepte im großen Maßstab auf den Markt zu bringen. Dies muss im Bereich der Betankungsinfrastruktur wie auch im Bereich der Versorgungslogistik bzw. der H₂-Distribution geschehen.

4.1. Betankungsinfrastruktur

Im Bereich der H₂-Betankungsinfrastruktur sind bei ausreichender Marktdurchdringung von H₂-Fahrzeugen und der Implementierung neuester Technologien und Konzepte erhebliche Kostensenkungspotenziale zu erwarten.

- **Höhere Kapazität je Tankstelle**

Die nominale Betankungskapazität bisheriger Tankstellen für Straßenfahrzeuge lag meist im

Bereich von wenigen hundert Kilogramm pro Tag. Zur Versorgung des Schwerlastverkehrs werden künftig Tankstellen mit Kapazitäten von mehreren Tonnen Wasserstoff pro Tag erforderlich sein [emobil BW 2023]. Leistungsstärkere Komponenten (z. B. Verdichter) sind spezifisch meist günstiger, zusätzlich ist der Bedarf von einigen Komponenten (z. B. Prozesssteuerung) (weitgehend) unabhängig von der Betankungskapazität. Die AFIR²⁴ fordert zumindest eine Mindestkapazität von 1.000 kg_{H2}/Tag [AFIR 2023].

- **Hohe Auslastung der Tankstelle**

Bisher wurde die bestehende Betankungsinfrastruktur nur geringfügig ausgelastet. Entsprechend hoch war der Fixkostenanteil je abgegebener Kraftstoffmenge. Wird die Auslastung deutlich erhöht, verteilen sich die Fixkosten auf eine höhere Kraftstoffmenge. Eine Erhöhung der Auslastung um 20 Prozentpunkte kann die Kraftstoffkosten um ca. 0,15 €/kg reduzieren [emobil BW 2023]. In Europa liegt das Verhältnis von H₂-Fahrzeugen zu H₂-Tankstelle in den letzten Jahren bei etwa 10 bis 20, während vor allem in den USA als auch Korea das Verhältnis im Bereich von 100 bis 200 Fahrzeuge je Tankstelle liegt [IEA 2023].

- **Einsatz optimierter Komponenten**

In der Vergangenheit wurden zum Bau von H₂-Tankstellen teilweise Komponenten eingesetzt, die ursprünglich für den Einsatz in Industrieprozessen entwickelt wurden. Entsprechend waren diese Komponenten nicht ideal auf das Anforderungsprofil im Bereich der Betankung ausgelegt, z. B. hinsichtlich Betriebsdynamik, Effizienz, Druckniveau, Wartungskonzept. Seit einigen Jahren werden vermehrt Komponenten wie z. B. Verdichter²⁵ oder Vorkühlanlagen²⁶ verfügbar, die explizit für die Anwendung in H₂-Tankstellen entwickelt wurden. Dies hat einen positiven Einfluss auf Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten.

- **Verbesserte Betankungsprozesse**

Schnellere Betankung bei gleichzeitig reduzierten Anforderungen z. B. an die H₂-Vorkühlung sowie die Regelungstechnik des Betankungsprozesses kann zu weiteren Kostensenkungen an der Tankstelle führen. Diesbezügliche Konzepte wurden von der Industrie z. B. im europäischen PRHYDE-Projekt²⁷ entwickelt. Neue Betankungsprozesse bzw. -protokolle befinden sich derzeit in der internationalen Abstimmung und Normierung (z. B. ISO 19885-3). Auch eine verbesserte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle trägt dazu bei [CEP 1; emobil BW 2023].

- **Serienfertigung**

Vor etwa zehn Jahren wurden H₂-Tankstellen in sehr geringen Stückzahlen nachgefragt und installiert. Entsprechend waren die verfügbaren Module Einzelanfertigungen und vergleichsweise teuer. In den letzten Jahren sind die Hersteller dazu übergegangen, in kleinen Serien zu fertigen und so die Kosten zu senken. Eine weitere Erhöhung der Fertigungszahlen lässt weitere Kostensenkungen erwarten. In diesem Zusammenhang sind auch weitere Entwicklungen wie z. B.

²⁴ Alternative Fuels Infrastructure Regulation.

²⁵ Z. B. Bosch und Maximator, [https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/verdichter-von-maximator-hydrogen-mit-bosch-
rexroth-technik-fuer-die-kompression-von-wasserstoff-fuer-beispielsweise-tankstellen-256077.html](https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/verdichter-von-maximator-hydrogen-mit-bosch-rexroth-technik-fuer-die-kompression-von-wasserstoff-fuer-beispielsweise-tankstellen-256077.html) (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

²⁶ Z. B. Alfa Laval, [https://www.alfalaval.de/medien/presse/2022/kompakter-vorkuehler-von-alfa-laval-beschleunigt-die-
betankung-von-kraftfahrzeugen-mit-wasserstoff/](https://www.alfalaval.de/medien/presse/2022/kompakter-vorkuehler-von-alfa-laval-beschleunigt-die-betankung-von-kraftfahrzeugen-mit-wasserstoff/) (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

²⁷ <https://lbst.de/prhyde/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

die definierte und damit effiziente Prüfung und Abnahme von neuen H₂-Tankstellen zu sehen, die jüngst durch die CEP erarbeitet wurde [CEP 2].

- **Innovative Betankungskonzepte**

Um Kosten zu reduzieren, muss für jeden Standort und jede Betankungsanwendung z. B. abhängig von erwarteter Nachfrage und H₂-Kraftstoff (350 bar, 700 bar, sLH₂, CcH₂) das passende Betankungskonzept bzw. Produkt gewählt werden. Neue innovative Betankungskonzepte können dazu beitragen, passende Lösungen für ein breiteres Anwendungsfeld bereitzustellen. Beispielsweise könnten zukünftig bei geringen Betankungsdrücken und -mengen verdichterlose Tankstellen Anwendungen finden, die durch die jüngste Entwicklung von Hochdrucktrailern (z. B. 500 bar) möglich geworden sind. Für Tankstellen mit hohen Abgabemengen könnte künftig die „Booster“-Direktbetankung zur Kostensenkung beitragen [MAX 2022].

4.2. Distribution an die Betankungsinfrastruktur

Neben der Tankstelle selbst ist die jeweils zum Betankungskonzept passende Distributionstechnologie und Distributionslogistik von entscheidender Bedeutung für die H₂-Kraftstoffkosten. Aktuelle Entwicklungen im Bereich Technologie sowie Wasserstoffwirtschaft lassen auch in diesem Bereich Kostensenkungen erwarten. Dazu zählen zum Beispiel:

- **Optimierte H₂-Transport- und/oder Distributionslogistik**

Um die Kosten für Distribution und Logistik gering zu halten, ist fallabhängig das richtige Versorgungskonzept zu wählen. Die großen und kleinen Unternehmen, die sich derzeit am Markt zur Wasserstoffversorgung von H₂-Tankstellen etablieren, haben hier stetig ausgereifere Versorgungsoptionen zur Verfügung. So stehen H₂-Druckgastransporter mit unterschiedlichen Kapazitäten, Druckniveaus und Kostenstrukturen zur Verfügung, die abhängig von Transportentfernung, Betankungsmenge und -konzept sinnvoll eingesetzt werden können. Wird Wasserstoff beispielsweise unter erhöhtem Druck an die Tankstelle geliefert, kann mit innovativen Konzepten dieser Vordruck (teilweise) direkt zur Betankung der Fahrzeuge verwendet werden, was Energiebedarf und Verschleiß an der Tankstelle reduziert. Auch der Einsatz von Flüssigwasserstoff in der Kraftstoffverteilung kann zu Kostensenkungen beitragen.

- **Verbesserte H₂-Verfügbarkeit**

In der Vergangenheit stand Wasserstoff vor allem an einzelnen Industriestandorten zur Verfügung. Von dort erfolgt die Distribution zu den H₂-Tankstellen. Aktuell werden weitere H₂-Quellen wie z. B. Elektrolyseprojekte als regionale H₂-Versorgungshubs verfügbar, künftig voraussichtlich ein weitreichendes H₂-Pipeline-Transportnetz (Hydrogen Backbone²⁸). Dadurch reduzieren sich die erforderliche Transportentfernung von Wasserstoff und die damit verbundenen Kosten. Gleichzeitig können z. B. auch Versorgungsredundanzen einfacher dargestellt werden.

- **Hohe Auslastung der Infrastrukturen**

Der erwartete Anstieg an H₂-Kraftstoffbedarf durch die Nachfrage aus dem Schwerverkehr ermöglicht eine hohe Auslastung auch leistungsfähiger Infrastrukturkomponenten (Produktion,

²⁸ <https://ehb.eu/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

Speicher, Transport und Distribution). Diese hohe Auslastung ist erforderlich, um wichtige Kostensenkungen zu erzielen.

- **Entwicklung von Technologie**

Die zurückliegende und gegenwärtige Entwicklung von Technologien im Umfeld der H₂-Kraftstoffversorgung kann ebenfalls zur relevanten Kostensenkung beitragen. Als Beispiel kann hier die Erhöhung des Drucks und der Kapazität von Druckgastransportern von 200 auf 350, auf 500 und künftig auf 700 bar genannt werden. Auch im Bereich der H₂-Verflüssigung sind mittelfristig deutliche Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen zu erwarten, was durch die erhöhte Kraftstoffnachfrage getrieben und im Rückgang von H₂-Kraftstoffkosten resultieren wird.

- **Massenfertigung**

Die anziehende Nachfrage nach Wasserstoff aus dem Mobilitäts-, aber auch aus anderen Sektoren ermöglicht den Herstellern von Komponenten und Anlagen den Einstieg in die Massenfertigung. Damit sollten Kostensenkungseffekte einhergehen.

- **Etablierung von Wasserstoff als Energieträger**

Insgesamt sollte die mittelfristige Etablierung von Wasserstoff als Energieträger in den verschiedenen Sektoren wie z. B. Industrie, Mobilität oder Stromerzeugung einen positiven Einfluss auf die Bereitstellung von Wasserstoff auch an H₂-Tankstellen haben. Eine steigende Anzahl von Akteuren, etablierte und eingespielte Prozesse und Logistik sowie Skalen- und Volumeneffekte senken die Kosten im Vergleich zu Status quo.

5. SKALIERUNGSPOTENZIALE BRENNSTOFFZELLEN-NUTZFAHRZEUGE

Mit einem Markthochlauf von BZ-Nfz in den nächsten Jahren können die Fahrzeugkosten entscheidend reduziert werden. Mit einer erfolgreichen Massenproduktion und breiten Markteinführung kann ein wesentlicher Beitrag geleistet werden, damit sich die Kosten eines BZ-Nfz mit Wasserstoff (TCO) bis 2030 den von Diesel-Nfz annähern. Bis 2030 könnten sich damit die BZ-Nfz-Kosten annähernd halbieren. Einen wesentlichen Anteil an der Reduktion der Investitionskosten in den Fahrzeugen haben dabei die BZ-Stacks und H₂-Tanks, die signifikante Kostenreduktionspotenziale insbesondere durch eine Serienfertigung darstellen.

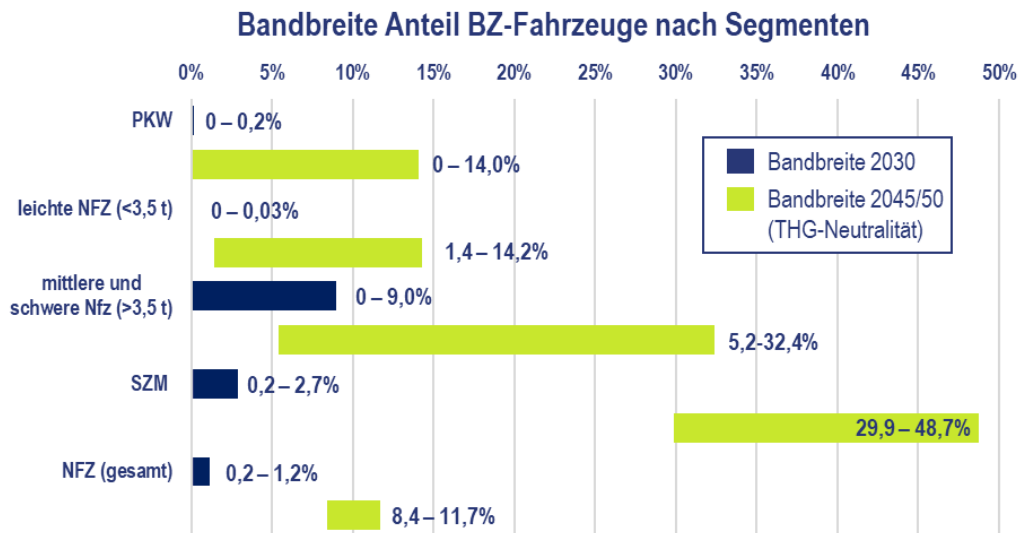
5.1. Markthochlauf Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge

Zunehmend sehen Studien die langfristige Notwendigkeit von Wasserstoff im Verkehrssektor, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Dabei zeigen zahlreiche Analysen einen steigenden Absatz bzw. Bedarf von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen (BZ-Nfz) in Deutschland und der Europäischen Union für die kommenden Jahre und Jahrzehnte auf.

Nach Herstellerangaben aus Cleanroom-Gesprächen [NOW 2023] wird zudem erwartet, dass bis zum Jahr 2030 in Deutschland etwa 17.000 Fahrzeuge pro Jahr und in der EU etwa 35.900 Fahrzeuge pro Jahr mit einem Gewicht von über 12 Tonnen verkauft werden könnten. Diese Absatzzahlen würden bereits signifikante Skaleneffekte freisetzen, die nicht nur zu Kostenreduktionen, sondern auch zur Beschleunigung der Technologieentwicklung beitragen könnten.

Die folgende Abbildung zeigt eine Auswertung verschiedener Studien zum möglichen Anteil von Brennstoffzellen-Fahrzeugen in der jeweiligen Fahrzeugkategorie in Prozent für die Zieljahre 2030 und 2045 bzw. 2050²⁹. Die Ergebnisse und Aussagen wurden in Bandbreiten je Fahrzeugkategorie und Zeitraum zusammengefasst.

²⁹ https://dvw-info.de/wp-content/uploads/2023/04/DWV_HyMobility_Umweltstudie_LBST_2023-04-12_final.pdf, (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)



Quelle: LBST nach Prognos et al. 2022, ewi 2021, ISI 2022, BCG 2021, NOW 2023, Daten KBA

SZM = Sattelzugmaschine, Nfz = Nutzfahrzeug

Abbildung 15: Analyse ausgewählter Studienprognosen hinsichtlich Brennstoffzellen-Fahrzeuganteilen (Bestand) nach Fahrzeugkategorie und Zeitraum, eigene Darstellung

Die Ergebnisse betonen zudem den Fokus des Brennstoffzelleneinsatzes insbesondere auf schwere Nutzfahrzeuge mit einem Gewicht von mehr als 12 Tonnen sowie Sattelzugmaschinen (SZM). Zum Kontext: Der Bestand an Lkw der Kategorie N3 mit einem Gewicht von über 12 Tonnen und SZM beträgt in Deutschland etwa 450.000 Fahrzeuge. Bereits die Substitution nur eines Teils des Fahrzeugbestands durch BZ-Nfz bis 2030 könnte bereits eine relevante Stückzahl für die Eröffnung relevanter Kostensenkungspotenziale darstellen.

5.2. Kostenentwicklung Gesamtfahrzeugkosten BZ-Nfz

Die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Nfz, im Vergleich zu konventionellen dieselbetriebenen Nfz, kann für die Hochlaufgeschwindigkeit der Produktionszahlen von BZ-Nfz eine Rolle spielen. Die untersuchten Studien zu Kostenentwicklungen von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen prognostizieren einen deutlichen Rückgang der Verkaufskosten bis zum Jahr 2030. Alle hier erwähnten Studien haben speziell Kosten von Sattelzugmaschinen (SZM) untersucht.

Laut einer Untersuchung des **ITCC** aus dem Jahr 2022 [\[ITCC 2022 - EU\]](#) wird erwartet, dass sich in Deutschland der Verkaufspreis ohne staatliche Förderung von 360.000 € im Jahr 2022 auf 210.000 € im Jahr 2030 reduziert, was einer Abnahme von 42 % entspricht.

Eine Studie von **UC Davis** aus dem Jahr 2020 [\[UC Davis 2020\]](#) prognostiziert bei zukünftigen Brennstoffzellen-Kosten von 120 €/kW einen Verkaufspreis von 155.000 € und bei Kosten von 95 €/kW einen Preis von 150.000 €. Diese Preise liegen nur leicht über den aktuellen Diesel-Fahrzeugkosten von etwa 130.000 €.

Transport & Environment (T&E) aus dem Jahr 2021 [\[T&E 2021\]](#) erwartet, dass die Kosten in Deutschland von 390.000 € im Jahr 2020 auf 157.000 € im Jahr 2030 sinken werden, was einer Reduktion von etwa 60 %

entspricht. Laut dieser Studie werden die Kosten nur noch geringfügig über denen von Diesel-Nutzfahrzeugen liegen, und der Großteil der Kostenverbesserungen wird bis 2030 erreicht sein.

Die Studien von **Lucy & Hall** (2019) [[Lucy & Hall 2019](#)] und dem **Hydrogen Council** (2020) [[Hydrogen Council 2020](#)] sehen stark sinkende BZ-Fahrzeugkosten als einen wesentlichen Treiber für das Erreichen von niedrigeren Gesamtbetriebskosten (TCO) im Vergleich zu Diesel-Fahrzeugen, was möglicherweise bereits ab dem Jahr 2028 erreicht sein könnte.

Zusammengefasst deuten alle diese Prognosen darauf hin, dass sich die Verkaufspreise für BZ-Nfz bis 2030 etwa halbieren werden und nur noch geringfügig von den Kosten für Diesel-Nfz abweichen. Diese Entwicklung würde die Marktdurchdringung von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen erheblich fördern und beschleunigen.

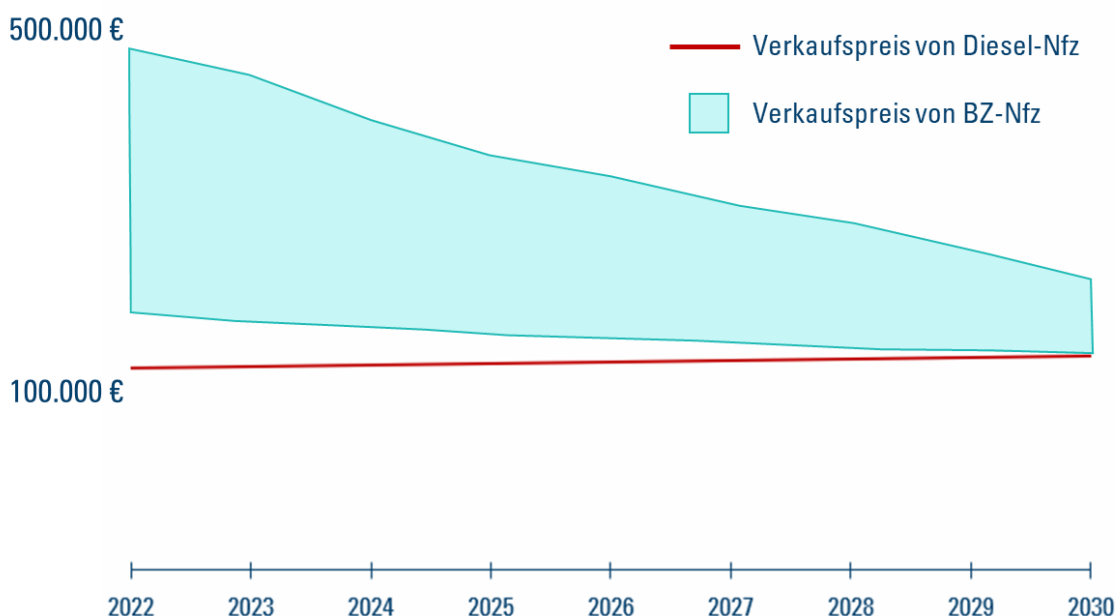


Abbildung 16: Verkaufspreisvergleich von Diesel-Nfz (rot) und BZ-Nfz (türkis), LBST nach [ITCC 2022 - EU]

5.3. Kostenkomponenten von BZ-Nfz

Neben den Kosten für die gesamten Fahrzeuge müssen auch die Kosten der einzelnen Komponenten beleuchtet werden, um wichtige Hebel zur Gesamtkostenreduktion ausfindig zu machen.

Eine Auflistung dieser Fahrzeugkomponenten hat [Ricardo 2021] abgeschätzt (siehe Abbildung 17).

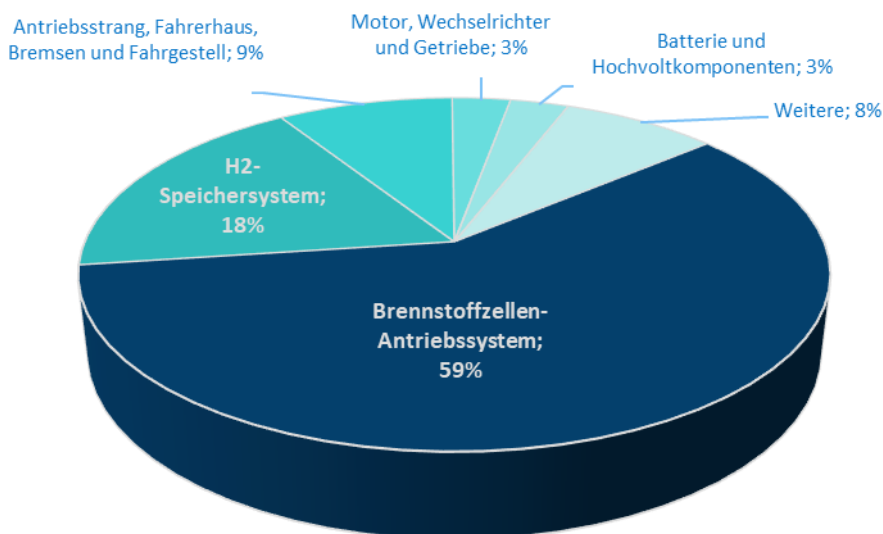


Abbildung 17: Abschätzung der Kostenanteile von BZ-Sattelzugmaschinen im Jahr 2025, LBST nach [\[Ricardo 2021\]](#)

Während eine Abschätzung der Kostenentwicklung ohne einen bereits erfolgten Markthochlauf schwierig ist, sind die Komponenten von BZ-Nfz mit den größten Kosten deutlich zu benennen. Das Brennstoffzellen-Antriebssystem trägt fast 60 % zu den Gesamtkosten bei. Ein weiterer signifikanter Kostenfaktor – mit 18 % – ist das H₂-Speichersystem, das Hochdrucktanks aus Kohlefaserverbundwerkstoff, Komponenten für die Wasserstoffverteilung sowie strukturelle Stützelemente umfasst. Zusammen sind diese beiden Systeme verantwortlich für annähernd 80 % der Gesamtkosten von BZ-Nfz. Der Anteil der Kosten für den Antriebsstrang, das Fahrerhaus, Bremsen und das Fahrgestell beträgt 9 %, während die restlichen Fahrzeugsysteme und die Fertigungsprozesse jeweils weniger als 5 % der Gesamtkosten ausmachen.

In Abbildung 18 wurden in der Studie [\[ICCT 2022\]](#) die Kostenreduktionspotenziale für BZ-Sattelzugmaschinentrailer betrachtet und die wesentlichen Einsparungspotenzialen bei den Brennstoffzellen und H₂-Tanks zur Veranschaulichung herausgearbeitet.

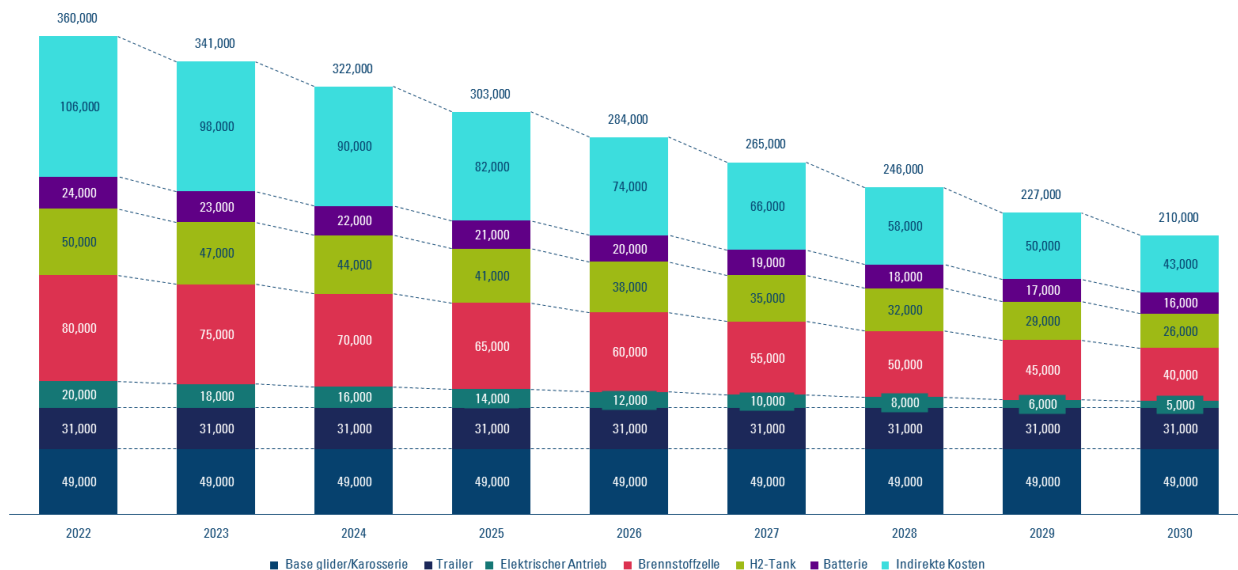


Abbildung 18: BZ-Sattelzugmaschinen-trailer Verkaufspreiszusammensetzung in Euro von 2022 bis 2030, LBST nach [ICCT 2022]

Die in [ICCT 2022] dargestellten Kostenreduktionshebel durch die Serienfertigung von Brennstoffzellen und Wasserstofftanks sind auch entsprechend bei höheren Verkaufspreisen von Sattelzugmaschinen, wie sie beispielsweise von [NPM 2020] prognostiziert wurden, gültig und übertragbar. Auch hier ist der gleiche Trend erkennbar.

Im Folgenden werden wesentliche Kostenreduktionspotenziale für die Komponenten Wasserstofftank und Brennstoffzelle betrachtet.

5.4. Kostenentwicklung Komponente Wasserstofftank

Für die Betrachtung der Kostenreduktionspotenziale von Wasserstofftanks ist zwischen verschiedenen Tanktypen zu unterscheiden:

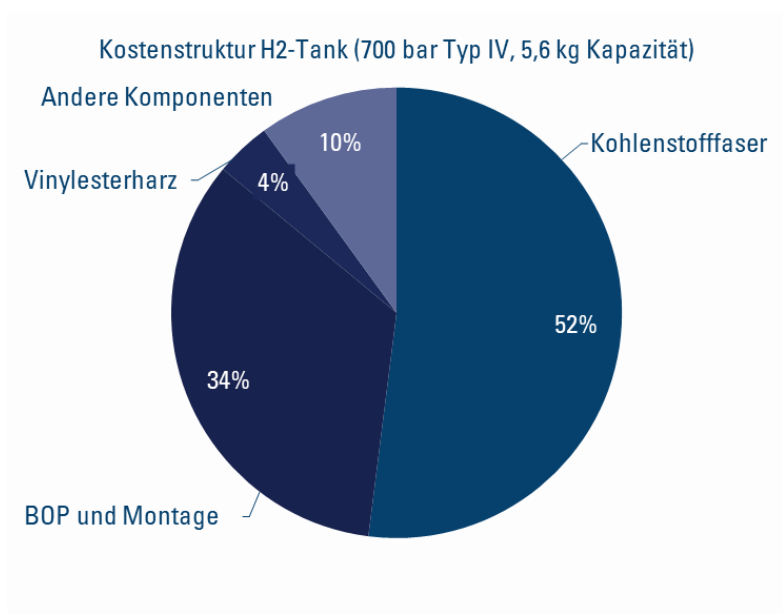
- Typ I: Behälter aus (Edel-)Stahl (stationäre Anwendungen)
- Typ II: Behälter aus (Edel-)Stahl mit einer Kohlefaserverstärkung um den zylindrischen Teil (stationäre Anwendungen)
- Typ III: Behälter mit einem Aluminium- oder Stahl liner, der vollständig mit Kohlefaser ummantelt ist (mobile Anwendungen)
- Typ IV: Behälter mit einem PA- oder HDPE-Liner, der vollständig mit Kohlefaser ummantelt ist (mobile Anwendungen)
- Typ V: Behälter OHNE Liner (noch nicht kommerziell, Weltraumanwendungen)

Für die Anwendung im Fahrzeug werden vor allem Typ-III- als auch Typ-IV-Tanks verstärkt eingesetzt und liegen im Fokus der Analyse für mögliche Kostenreduktionspotenziale. Grundsätzlich kann ein Großteil der möglichen Anwendungen mit Druckwasserstoff im Mobilitätsbereich durch Typ-IV-Tanks abgedeckt werden, nur im Bereich des kryogen gespeicherten Wasserstoffs kann aufgrund der Sprödigkeit des Polymerliners bei tiefen Temperaturen nur auf die metallene Alternative zurückgegriffen werden.

5.4.1. Kostentreiber/-struktur

Die folgende Abbildung stellt die Kostenstruktur eines Typ-IV-Tanks mit 700 bar dar auf Basis einer Analyse des [DOE 2023]. Wesentlicher Kostentreiber bei Wasserstofftanks ist die Kohlenstofffaser, die in einem durch die Firma Toray dominierten Markt gehandelt wird³⁰. Der Markt für Wasserstofftanks insgesamt zeigt jedoch ein gutes Wettbewerbsverhältnis mit über 15 aktiven Firmen.

Die wichtigsten Produzenten haben alle kürzlich eine Erweiterung ihrer Produktionskapazitäten angekündigt, darunter sind: Forvia³¹, Faurecia³², Hexagon Purus³³ und Plastic Omnium³⁴, die allein bald insgesamt knapp 500.000 Einheiten pro Jahr produzieren könnten.



BOP = Balance of Plant (Peripheriegeräte und Hilfssysteme)

Abbildung 19: Beispielhafte Kostenstruktur eines H₂-Tanks, LBST nach [DOE 2023]

5.4.2. Kostensenkungspotenziale

Insgesamt sind die Kostensenkungspotenziale in der Produktion von Wasserstofftanks beachtlich. Sowohl Skaleneffekte, Komponentenverbesserungen als auch die Entwicklung neuer H₂-Speichertechnologien werden Kostenreduktionen nach sich ziehen.

Insbesondere Skaleneffekte können zu beachtlichen Kostenreduktionen führen. Eine Studie des Hydrogen Council aus dem Jahr 2020 erwartet eine Kostenreduktion um 50 % im Bereich der Lkw, wenn die Nachfrage 10.000 Nfz pro Jahr erreicht. Noch signifikantere Einsparungen von bis zu 60 % sind möglich, wenn die Produktion auf 150.000 Fahrzeuge pro Jahr skaliert wird [Hydrogen Council 2020]. Verglichen mit

³⁰ Preisentwicklung Kohlenstofffaser daher nicht unbedingt korreliert mit Marktgröße/Produktionszahlen.

³¹ <https://fuelcellsworks.com/news/forvia-launches-allenjoie-facility-for-mass-production-of-hydrogen-tanks/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

³² <https://www.electrive.net/2022/10/20/hyvia-ordert-tanks-fuer-master-h2-tech-bei-faurecia/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

³³ <https://www.electrive.net/2023/02/06/hexagon-purus-eroeffnet-neue-us-fabrik-fuer-h2-tanks/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)
<https://fuelcellsworks.com/news/hexagon-purus-opens-new-hydrogen-cylinder-manufacturing-hub-in-kassel-germany/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

³⁴ <https://www.electrive.net/2023/01/16/h2-tanks-plastic-omnium-gruendet-china-joint-venture/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)
<https://fuelcellsworks.com/news/plastic-omnium-announces-construction-of-europes-largest-hydrogen-vessels-factory-in-compiegne/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

den ~460.000 Trucks, die Daimler Truck 2021 produziert hat, sind dies durchaus erreichbare Produktionszahlen [Statista 2022].

Prinzipiell können die gleichen Tanks in verschiedenen Fahrzeugtypen eingesetzt werden (im Wesentlichen nur abhängig vom Speicherdruck und dem einzuberechnenden Sicherheitsfaktor, also Maximaldruck). Dies erzeugt zusätzliche Dominoeffekte durch die parallele Anwendung in Bussen und Pkws. Der Hydrogen Council erwartet hier sogar noch größere relative Kostenreduktionen von 55 % bei Pkws und bis zu 65 % bei Bussen.

Wie in Abbildung 20 darstellt, können bei der Serienfertigung von Komponenten durch Skaleneffekte deutliche Kostenreduktionen für Drucktanks erreicht werden (bei 10.000 Stück pro Jahr ca. ~-1.500 \$ / System Kostenminderung). Aufgrund der relativ hohen Materialkosten ist der Drucktank selbst nur geringfügig von Skalierung betroffen.

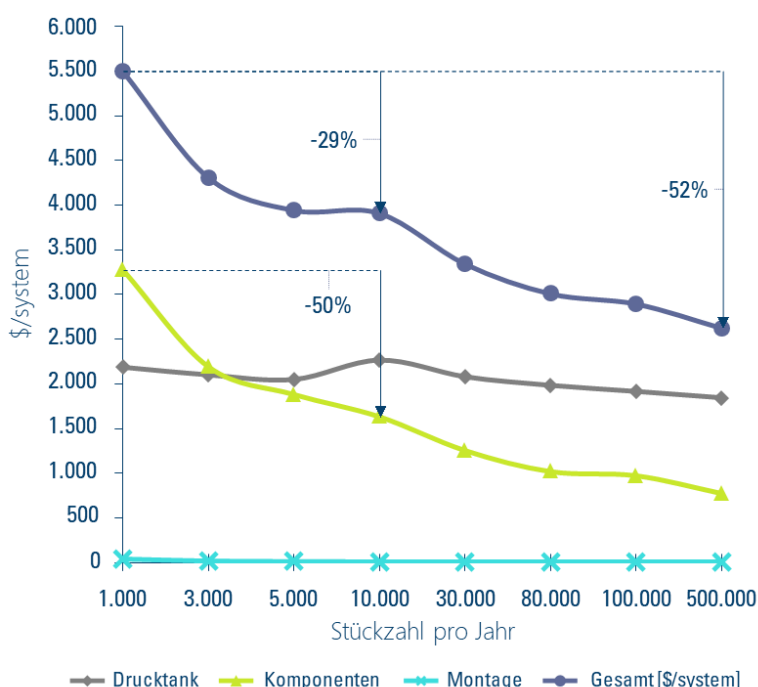


Abbildung 20: Kostenreduktionspotenzial durch Skalierung der Produktion von Drucktanks, LBST nach [Strategic Analysis Inc. 2022]

Andere Untersuchungen gehen ebenfalls von Kostenreduktionspotenzialen im Bereich der Wasserstofftanks aus. Bis 2030 (unter verschiedenen Hochlaufszszenarien) bewegt sich die relative Verbesserung der Speicherkosten pro kg Wasserstoff jeweils um die 50 % (auf zwischen 40 und 57 % der Kosten von 2020).

Des Weiteren bieten technologische Verbesserungen der Tankkomponenten Möglichkeiten zur Kostensenkung. Gewichtseinsparungen bei den Tanks tragen sowohl zur Reduzierung der Produktionskosten bei als auch zu einer verbesserten Treibstoffeffizienz des Fahrzeugs bei der Nutzung. Die weitere Kommerzialisierung der Kohlefasertanks vom Typ IV sowie die Weiterentwicklung von Pumpen, Anschlüssen, Reglern und Düsen können ebenfalls zu einer signifikanten Kostenreduktion beitragen.

Darüber hinaus bieten alternative Wasserstoffspeichertechnologien Potenzial für weitere Kostensenkungen. Die Speicherung von Wasserstoff bei 700 bar anstelle der bisher üblichen 350 bar kann

die Energiedichte um 70 % erhöhen. Die Verwendung von Flüssigwasserstoff anstelle von Druckgas-Wasserstoff bietet sogar eine um 90 % höhere Energiedichte im Vergleich zu der 700-bar-Technologie. Diese Technologien ermöglichen einen geringeren Platzbedarf und ein niedrigeres Gewicht des Tanks, was langfristig zu niedrigeren Gesamtbetriebskosten (TCO) und höheren Reichweiten der Fahrzeuge führen kann. Innerhalb der jeweiligen Technologien werden spezifische Skaleneffekte gesehen.

68-m³-Flüssigwasserstofftank

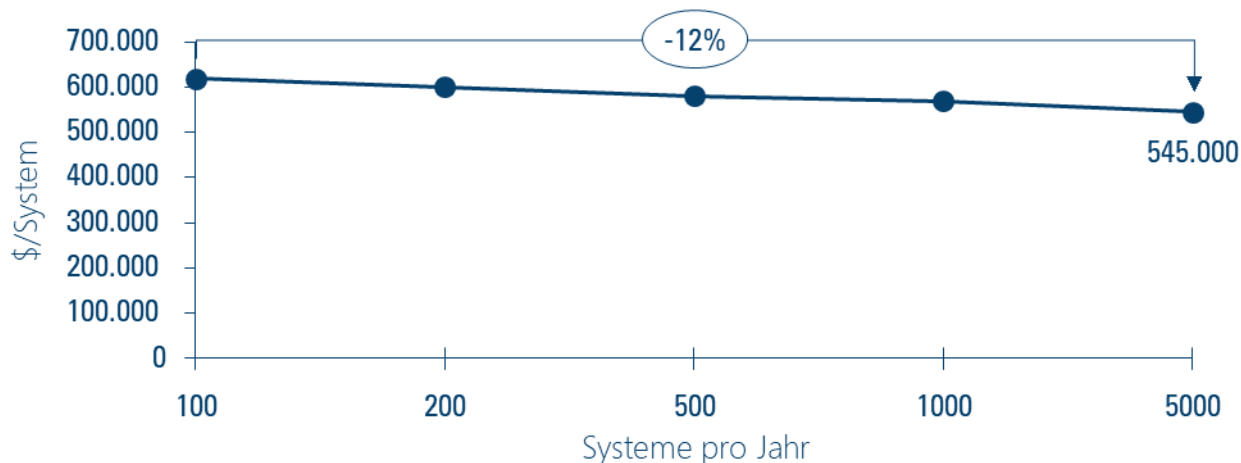


Abbildung 21: Kostenreduktionspotenzial durch Skalierung der Produktion von Flüssigwasserstofftank, LBST nach [Strategic Analysis Inc. 2022]

Alles in allem sind die Kostenreduktionspotenziale für Tanks auch aufgrund des hohen Materialanteils bei den Kosten etwas geringer als für Brennstoffzellen.

5.5. Kostenentwicklung Komponente Brennstoffzelle

Wie in Abbildung 17 oben gezeigt, stellt die Brennstoffzelle eines der kostenintensivsten Bauteile eines Brennstoffzellen-Fahrzeugs dar. Demnach ist deren Kostenreduzierung wesentlich für die Kommerzialisierung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen. In einer Metastudie des International Council on Clean Transportation (ICCT) [ICCT 2022; ICCT 2023] liefern verschiedene relevante Studien Einschätzungen zur Kostenentwicklung von Brennstoffzellen für den Schwerlastverkehr [Ricardo 2021; T&E 2021; UC Davis 2020; RB FCHJU 2020; ETH 2022; NREL 2021; ANL 2021]. Sowohl für zukünftige als auch für gegenwärtige Schätzungen zu BZ-Kosten ergibt sich eine hohe Spannweite. Dennoch besteht Konsens bei allen Studien, dass die BZ-Kosten langfristig sinken werden (siehe Abbildung 22). Prozentual ergeben sich von 2020 bis 2030 Kostensenkungen zwischen 14 und 81 %.

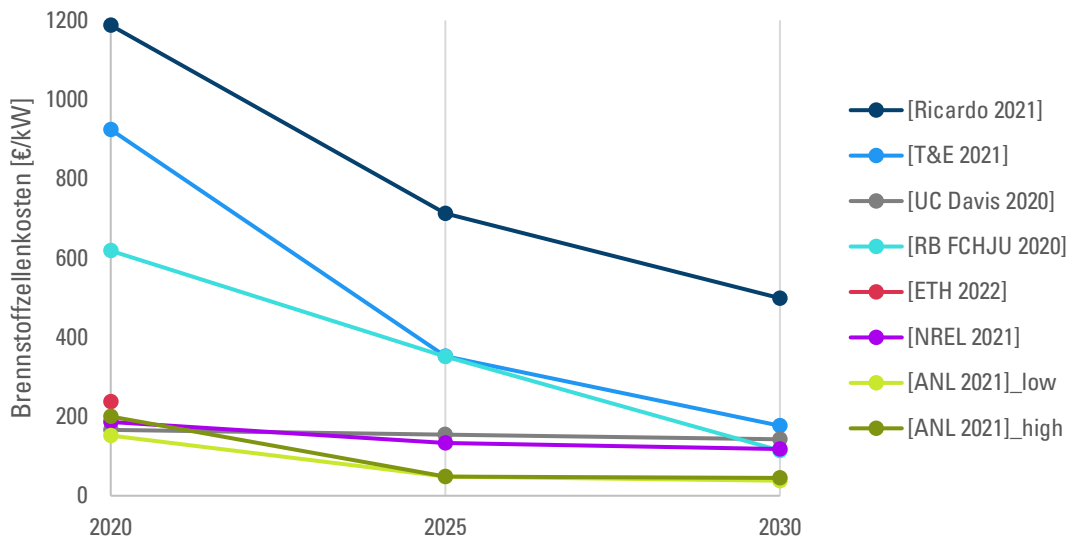


Abbildung 22: Einschätzung verschiedener Studien zur Kostenentwicklung von Brennstoffzellen, LBST nach [ICCT 2022]

Bei einer Analyse der Kostenkomponenten eines BZ-Stacks ergibt sich das folgende Bild: Wie in Abbildung 23 gezeigt, machen die Gesamtstackkosten den größten Teil des Brennstoffzellenstacks aus und darunter insbesondere die Bauteile Membranen-Elektroden-Assembly (MEA) mit 49 % der Kosten und Bipolarplatten mit etwa 20 % unter der Annahme von 5.000 produzierten BZ-Systemen pro Jahr.

Wesentliche Kostenreduktionspotenziale bei PEMBZ bestehen vor allem bei folgenden Maßnahmen:

- Skalierung in der Produktion von PEM-Brennstoffzellen
- Disruptive Produktionstechnologien
- Optimierung der verwendeten Materialien und Verwendung von kostengünstigeren Alternativen

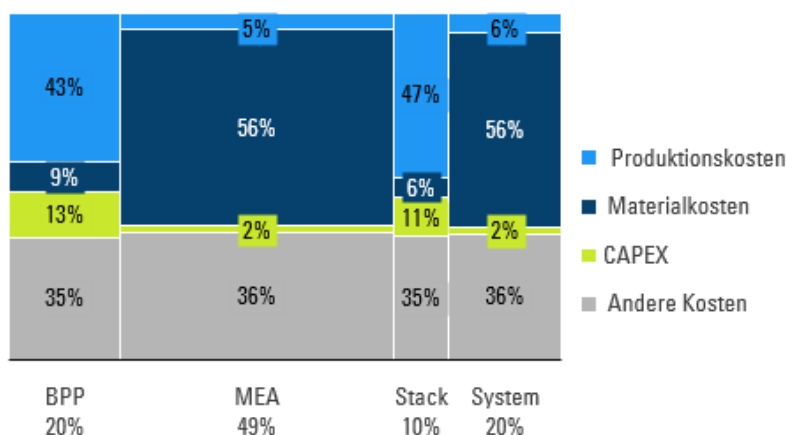


Abbildung 23: Kostenzusammensetzung eines 80-kW-Brennstoffzellensystems unter der Annahme von 5.000 produzierten BZ-Systemen pro Jahr [RWTH 2022]

5.5.1. Skaleneffekte

Eine Studie der RWTH Aachen [RWTH 2022] untersuchte die Kostenentwicklung für Brennstoffzellensysteme bei steigender jährlicher Produktionsanzahl basierend auf Daten etablierter Hersteller. Demnach treten große Skaleneffekte im Bereich bis etwa 10.000 Brennstoffzellensysteme pro Jahr auf (siehe Abbildung 24). Die Produktionskosten sinken nach dieser Einschätzung von etwa 330 €/kW bei 500 BZ-Systemen pro Jahr auf 250 €/kW, was einer Gesamtkostenreduktion von 24 % entspricht. Eine Studie von Strategic Analysis Inc. für das Hydrogen and Fuel Cells Program des Department of Energy [SA DOE 2020] geht für diesen Produktionsratenbereich sogar von einem Kostenreduktionspotenzial von 45 % aus. Diese Einschätzung stützt sich auf detaillierte Analysen zu Skaleneffekten bei den einzelnen PEMBZ-Komponenten.

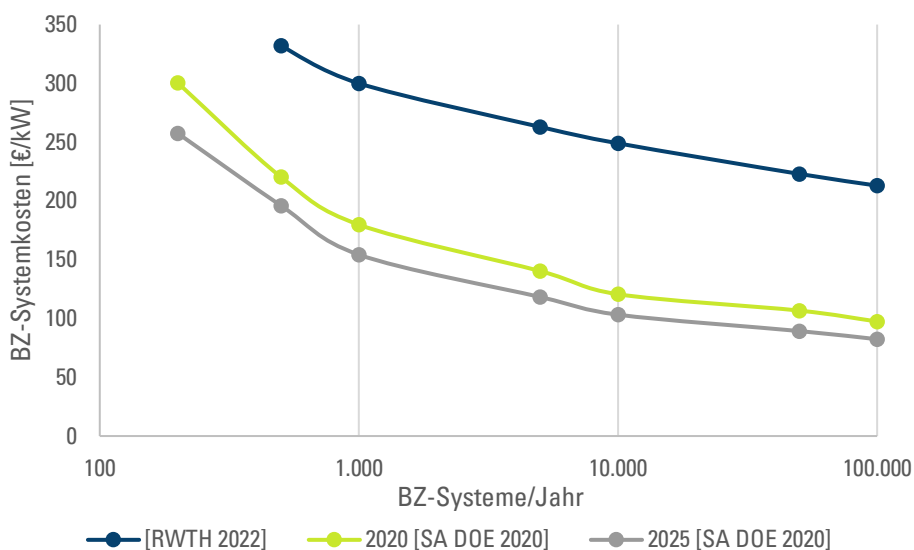


Abbildung 24: Skaleneffekte bei der der Produktion von PEMBZ-Systemen³⁵, LBST nach [RWTH 2022; SA DOE 2020]

Die starke Wirkung von Skalierung bei bereits relativ kleinen Stückzahlen lässt sich mit dem Aufbau eines PEMBZ-Stacks begründen: Ein Stack besteht aus mehreren hundert Zellen (mit Bipolarplatten und Membran-Elektroden-Einheiten (MEAs)), um die benötigten Spannungen zu erreichen. Dadurch entspricht eine Skalierung der PEMBZ-Systeme einer mehr als hundertfachen Skalierung der einzelnen BZ-Komponenten und verursacht dadurch schnell auftretende Skaleneffekte. Dies wird beispielhaft basierend auf detaillierten Analysen zu den Kostenkomponenten der PEMBZ-Bauteile von Strategic Analysis Inc. für das Department of Energy [SA DOE 2018] in Abbildung 25 und Abbildung 26 für die Elektroden – die kostenintensivsten Bestandteile der MEA – und die Bipolarplatte gezeigt.

Die größten Kosten bei den Elektroden entfallen auf das verwendete Platin. Während diese Materialkosten weitestgehend konstant bleiben, treten relevante Skaleneffekte bei den anderen Kostenkomponenten insbesondere bis zu einer Produktionsrate von 10.000 BZ-Systemen pro Jahr auf. So liegen diese bei der Kathode (sauerstoffseitige Elektrode) bei 27 % Reduktion der Katalysatorkosten bei einer Erhöhung der

³⁵ Für die Umrechnung der Werte aus [SA DOE 2020] wurden eine Inflationsrate von 22 % für den Zeitraum 2016 bis 2022 und der Umrechnungsfaktor 0,95 €/€ angenommen.

Produktionsrate von 200 Systemen pro Jahr auf 10.000. Bei der Anode (wasserstoffseitige Elektrode) können die Kosten um weitere 17 % gesenkt werden.

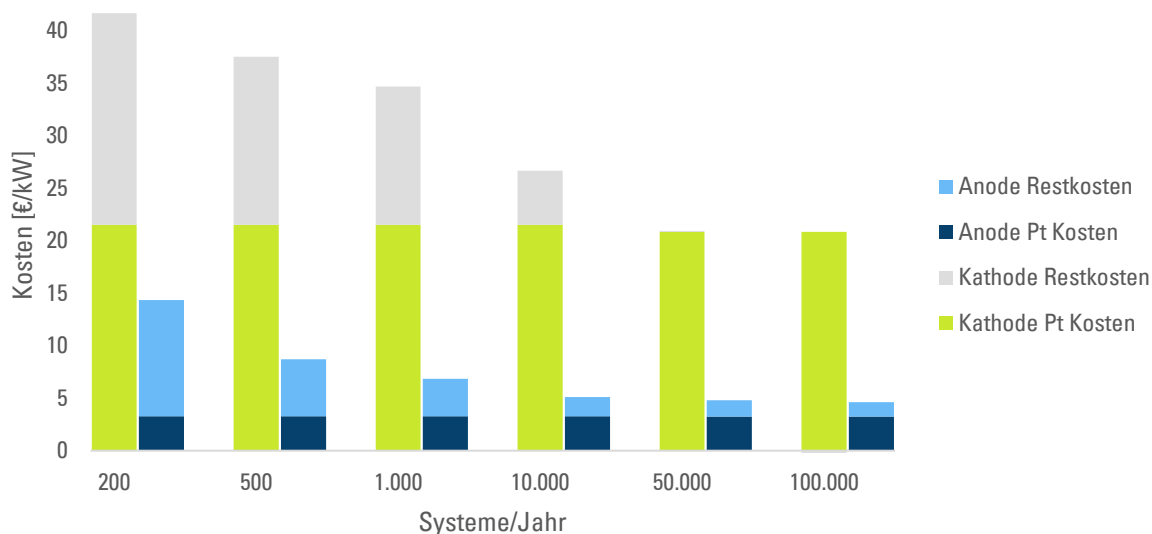


Abbildung 25: Skaleneffekte bei den Katalysatorsynthese-Kosten (2018), LBST nach [SA DOE 2018]

Bei der Herstellung von Bipolarplatten führt eine Erhöhung der Produktionsrate zu einer deutlichen Kostensenkung in der Werkzeugbereitstellung und den Produktionsprozessen. So können die Produktionskosten bei einem Übergang von 200 auf 10.000 BZ-Systeme pro Jahr um etwa zwei Drittel gesenkt werden. Mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz übernimmt Dana Incorporated in diesem Bereich die Vorreiterrolle und startete im Oktober 2023 in Neu-Ulm die europaweit größte Bipolarplattenproduktion. Ab 2024 sollen hier bis zu 8 Millionen Stück pro Jahr gefertigt werden³⁶.

³⁶ <https://fuelcellsworks.com/news/bipolar-plate-production-reaches-record-level-dana-launches-mass-production-for-8-million-fuel-cell-components-per-year/> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

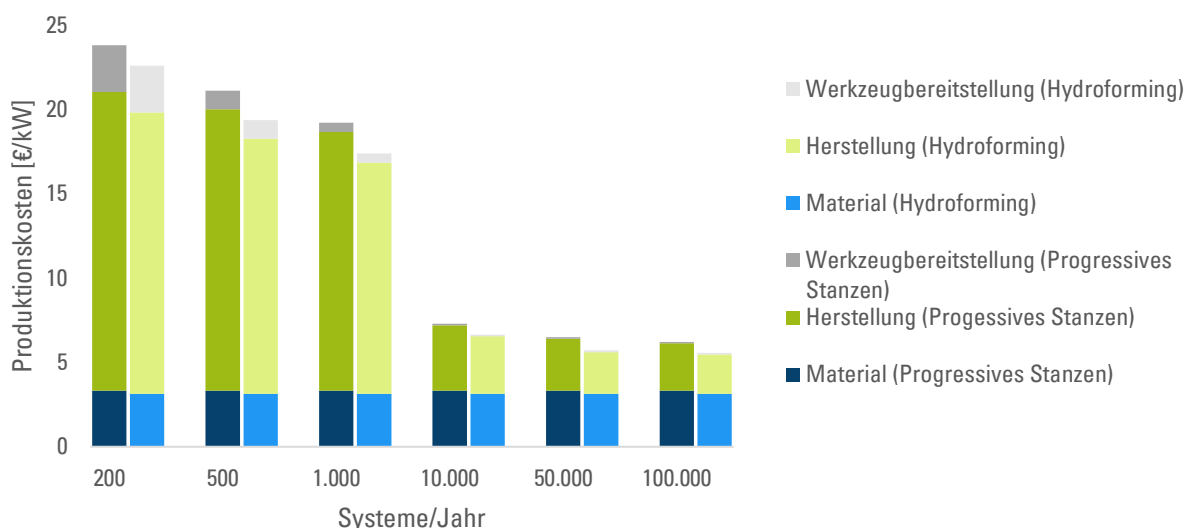


Abbildung 26: Vergleich der Produktionskosten zweier Produktionsverfahren für Bipolarplatten und Skaleneffekte, LBST nach [SA DOE 2018]

Bezogen auf eine Produktionskapazität von 17.000 Lkw pro Jahr in Deutschland bis 2030 könnten kurz- bis mittelfristige Kostensenkungseffekte für PEMBZ umgesetzt werden. Eine Bündelung von 19 Fraunhofer-Instituten untersucht und treibt im Rahmen des Förderprojekts „H2GO – Nationaler Aktionsplan Brennstoffzellen-Produktion“ die Skalierung von Brennstoffzellen in Deutschland mit Fokus auf den Einsatz im Schwerlastverkehr voran [H2GO 2023]. Die deutsche Industrie, die mit Robert Bosch GmbH, Siemens AG und Daimler AG weltweit unter den Top 10 der angemeldeten Patente für Brennstoffzellentechnologie gelistet ist, weist hierbei große Kompetenzen auf. Bosch prüft beispielsweise, einen ersten Schritt in die Serienproduktion für BZ-Antriebssysteme mit dem US-amerikanischen Lkw-Hersteller Nikola als Pilotkunden³⁷ zu machen. Wichtig ist hierbei, vor allem auch in Deutschland entsprechende Planungen und Rahmenbedingungen kurzfristig voranzubringen, um die lokale Wertschöpfung und Produktion zu sichern.

5.5.2. Optimierung der verwendeten Materialien und kostengünstigere Alternativen

Der größte Kostentreiber bei der Membran-Elektroden-Einheit (MEA) und der PEMBZ insgesamt stellt mitunter der hohe Platingehalt der Elektroden dar. Dieses erfüllt die für die BZ wesentliche Funktion des Katalysators. Für Kostenreduktionen in diesem Bereich wird bereits intensiv Forschung zu alternativen und kostengünstigeren Materialien sowie zu einer verbesserten Performance und Haltbarkeit bei geringerem Platingehalt betrieben. Unter anderem werden Legierungen in Erwägung gezogen, der Schutz von PGM-Katalysatoren in kohlenstoffbasierten Matrizen und eine Formoptimierung des Katalysators [Mølmen et al. 2021]. Des Weiteren verfolgt beispielsweise Bosch die Strategie, im Rahmen von Rückkaufverträgen mit hylane Platin aus verbrauchten BZ-Stacks zu recyceln³⁸. Dies erhöht die Wirtschaftlichkeit des Materials und trägt gleichzeitig zu einer erheblichen Senkung des CO₂-Fußabdrucks durch die Platingewinnung bei.

Die Proton-Austausch-Membran ist das Herzstück der PEM-Brennstoffzelle und muss hohe Anforderungen erfüllen, wie eine hohe Protonenleitrate, gute elektrochemische und mechanische Stabilität sowie eine

³⁷ <https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/leitmeldung-bitte-aendern-255810.html> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

³⁸ <https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/bosch-schliesst-den-kreis-rueckgewinnung-von-platin-aus-brennstoffzellen-stacks-fast-vollstaendig-moeglich-258048.html> (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

gute Wasser- und Gasdurchlässigkeit. In den meisten PEMBZ werden Nafion-Membranen verwendet, deren Herstellungsprozess sehr kostenintensiv ist. Ballard entwickelte als Lösung eine Perfluorsulfonsäuren-Membran (PFSA), deren Produktion deutlich simpler und dadurch kostengünstiger ist. Auch andere chemische Strukturen sind vielversprechend und übertreffen Nafion-Membranen sogar mit z. B. geringeren Betriebstemperaturen und höheren Spannungs- und Leistungsdichten [Fan et al. 2021].

Ein verminderter Einsatz von kostenintensiven Materialien und deren gleichzeitige Optimierung in ihrer Funktion und in der Haltbarkeit bieten somit großes Potenzial zur Kostenreduktion von PEMBZ. Allerdings bedarf dies oft noch weiterer Forschung, was u. a. durch einen Hochlauf der Produktionen gefördert würde.

5.5.3. Kostenreduktionspotenzial durch disruptive Produktionstechnologien

Die vorausgegangenen Betrachtungen zu Skaleneffekten zeigen, dass sich bei einer weiteren Erhöhung der Produktionsrate jenseits der 10.000 BZ-Systeme pro Jahr die Produktionskosten nur geringfügig ändern. [RWTH 2022] folgert daraus die Notwendigkeit, Produktionskapazitäten langfristig durch disruptive Produktionstechnologien zu erhöhen.

Auch die Ebene der Komponenten birgt großes Kostensenkungspotenzial in neuen Technologien. Die Materialien für Bipolarplatten etwa müssen bestimmten Anforderungen genügen, wie eine hohe Leitfähigkeit und Korrosionsbeständigkeit. Graphit besitzt diese Eigenschaften, ist aber gleichzeitig zu gasdurchlässig und brüchig, was die Massenproduktion erschwert und die Haltbarkeit verringert. Auch hier können alternative Materialien verwendet werden. Metalle wie Aluminium und Titan oder Carbon-Verbundstoffe benötigen für die Erhöhung der Korrosionsbeständigkeit jedoch spezielle Schutzbeschichtungen. Außerdem stellen Graphit-Metall-Verbunde eine Möglichkeit dar. Durch die damit verbundenen aufwendigen Produktionsschritte werden jeweils wiederum die Produktionskosten in die Höhe getrieben [Wang et al. 2020]. Lösungsansätze liegen somit weitestgehend in neuen Produktionstechnologien. Wie oben in Abbildung 26 dargestellt, können die Kosten bei der Produktion von Bipolarplatten durch Stanzen und durch Hydroforming beeinflusst werden.

Etablierte PEMBZ-Hersteller bestätigen diese Einschätzungen und sehen großes Kostensenkungspotenzial in progressiven Herstellungsverfahren. So erwartet der kanadische Hersteller Ballard einen wesentlichen Anteil an Kosteneinsparungen durch neue Technologien³⁹. Auch deutsche Hersteller wie EKPO Fuel Cell Technologies investieren bereits in neue Produktionsanlagen⁴⁰.

³⁹ https://fuelcellworks.com/news/ballard-announces-plan-to-scale-production-reduce-costs-of-next-generation-bipolar-plates/?mc_cid=877c398b84&mc_eid=da4624d261 (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

⁴⁰ https://fuelcellworks.com/news/ekpo-secures-large-scale-contract-for-bipolar-plates-from-global-car-manufacturer/?mc_cid=6496c47104&mc_eid=da4624d261 (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

6. FAZIT

Zur Erreichung der Klimaschutzziele, insbesondere des Straßenverkehrs, kann durch die Einführung von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen (BZ-Nfz) mit grünem Wasserstoff (H₂) – insbesondere im Segment der schweren Nutzfahrzeuge – ein entscheidender Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen geleistet werden. Trotz technischer Reife stellen jedoch die hohen Kosten ein Hemmnis für eine schnelle und breite Einführung von BZ-Nutzfahrzeugen mit grünem Wasserstoff dar.

Diese Studie belegt, dass erhebliche Skaleneffekte zur Kostensenkung von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen mit dem Einstieg in die Serienfertigung von Komponenten von Brennstoffzellen, H₂-Tanks, Elektrolyseuren sowie H₂-Tankstellen bestehen und erschlossen werden können. Der Beginn des gezielten Markthochlaufs bis 2030 schafft nicht nur die wesentliche Voraussetzung für eine Wirtschaftlichkeit von H₂-BZ-Nfz gegenüber Dieselfahrzeugen, sondern auch die Vertiefung der Wertschöpfung durch die Produktion von relevanten Komponenten und Systemen am Wirtschaftsstandort Deutschland.

Im Folgenden werden die wesentlichen Kostenreduktionspotenziale durch Skaleneffekte bzw. einer breiten Marktdurchdringung von BZ-Nutzfahrzeugen mit grünem Wasserstoff zusammengefasst. Zudem bestehen weitere Effekte und Hebel durch technische Weiterentwicklungen und Designs, wie auch durch die Entwicklung des Marktes und der Regulatorik für grünen Wasserstoff und Klimaschutz, die jedoch nicht im Fokus der Betrachtung dieser Studie standen, siehe auch Abbildung 27.

Neben der reinen Kostenperspektive wird bei steigender Marktdurchdringung zunehmend auch die Preisperspektive für grünen Wasserstoff in den Fokus rücken. Die absehbare Einführung von Wasserstoff als global gehandelte Commodity (wie heute etwa Erdgas) wird in Zukunft den liquiden Handel und die Entwicklung eines Marktpreises für Wasserstoff erlauben. Der EEX HYDRIX Index stellt bereits heute einen ersten marktpreisbasierten Wasserstoffindex bereit, der sich aus unterschiedlichen Angebots- und Nachfragepreisen für Wasserstoff in Deutschland zusammensetzt (jedoch ohne Spezifizierung hinsichtlich des CO₂-Fußabdrucks) [EEX 2023]. Seit Einführung des Index im Juli 2023 lag der wöchentliche Preis zwischen 225 und 250 €/MWh (= 7,50–8,30 €/kg). Trotz der noch eingeschränkten Aussagekraft (aktuell sind nur eine geringe Zahl an Projekten berücksichtigt) deuten diese Werte auf einen nicht zu vernachlässigenden Unterschied zwischen Kosten- und Preisperspektive hin.

Ein wichtiger Schritt ist es nun, in Deutschland die Produktion und Einführung von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen, insbesondere des Schwerlastbereichs, gezielt voranzubringen und mit dem Hochlauf Skalierungspotenziale zur Kostenreduktion ab 2024/2025⁴¹ zu erschließen.

Im Folgenden werden relevante Ergebnisse kurz zusammengefasst:

Status quo & Skalierungspotenziale: H₂-Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge

- Die BZ-Technologie ist reif, erste Nfz werden bei Kunden erprobt, jedoch müssen und können Kosten noch weiter gesenkt werden.
- Mit einem Markthochlauf von BZ-Nfz in den nächsten Jahren können die Fahrzeugkosten entscheidend reduziert werden.

⁴¹ Siehe auch: https://dwv-info.de/wp-content/uploads/2023/04/DWV_HyMobility_Umweltstudie_LBST_2023-04-12_final.pdf, und https://dwv-info.de/wp-content/uploads/2023/05/DWV_HyMobility_Verkehrsstudie_LBST_2023-03-24_final.pdf (zuletzt aufgerufen am 15.11.2023)

- Mit dem Beginn der entschlossenen Serienfertigung von BZ und H₂-Tank-Komponenten in den nächsten Jahren kann die Wirtschaftlichkeit der BZ-Nfz an die der Diesel-Nfz stark angenähert werden.
- Bis 2030 können sich die BZ-Nfz-Verkaufspreise etwa halbieren (und nur noch geringfügig von Diesel-Nfz unterscheiden).
- In Fahrzeugen haben insbesondere BZ-Stacks und H₂-Tanks relevante Kostenanteile und weisen aber gleichzeitig signifikante Kostenreduktionspotenziale auf.

Skalierungspotenziale: Elektrolyse zur Erzeugung von grünem Wasserstoff

- Neben günstigen Stromkosten ist die Senkung der Investitionskosten für Elektrolyseure (CAPEX) ein zentraler Hebel zur H₂-Kostenreduktion.
- In den letzten Jahren war jedoch ein Anstieg der H₂-Produktionskosten zu beobachten, v.a. durch Inflation, Lieferengpässe und Zinsanstieg getrieben.
- International steigender Wettbewerb und Nachfrage nach Elektrolyseuren bieten Chancen zur Kostenreduktion und Wertschöpfung in Deutschland bzw. durch deutsche Technologieanbieter.
- Das bisherige Tempo zum Aufbau der H₂-Elektrolyseure reicht nicht aus – trotz zunehmenden Interesses fehlen Investitionsentscheidungen zur Umsetzung angekündigter Projekte.
- Skaleneffekte bei der Elektrolyse durch Massenfertigung und größere Systemleistungen ermöglichen deutliche Kostenreduktionen.
- Systemkosten der Elektrolyseanlagen können durch entschlossenen Markthochlauf bis 2050 um bis zu 80% gesenkt werden.

Kostensenkungspotenziale: Wasserstoffinfrastruktur (H₂-Tankstellen und H₂-Distribution)

- Flächendeckende H₂-Infrastruktur ist in Deutschland für Pkw und Nutzfahrzeuge im Aufbau.
- Studien erwarten mittelfristig einen H₂-Kraftstoffpreis in einem Bereich von 4 bis 6 €/kg_{H₂}.
- Eine passende und optimierte Distributionslogistik kann maßgeblich zur Kostensenkung beitragen.
- Der Ausbau von H₂-Tankstellen kann wesentlich zur Senkung der H₂-Kraftstoffkosten beitragen.
- Wesentliche Kostensenkungspotenziale bestehen dabei bei einer höheren Kapazität und Auslastung je H₂-Tankstelle, der Optimierung der Komponenten, verbesserten Betankungsprozessen sowie innovativen Betankungskonzepten.

Skaleneffekte bieten erhebliche Kostensenkungspotenziale für Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge bis 2030



Abbildung 27: Übersicht wesentlicher Hebel zur Kostenreduktion von H₂-BZ-Nfz durch Skaleneffekte sowie weitere Einflussparameter, eigene Darstellung

7. LITERATUR

[acatech & DECHEMA 2023] acatech & DECHEMA: Elektrolyse-Monitor / Wasserstoffkompass, 2023. Verfügbar unter <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor> (zuletzt abgerufen am 2.11.2023)

[AFIR 2023] Alternative Fuels Infrastructure Regulation, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1867 (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[Agora Industry & Umlaut 2023] Agora Industry and Umlaut (2023): Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful.

[ANL 2021] Burnham et al. (Argonne National Laboratory): Comprehensive Total Cost of Ownership quantification for vehicles with different size classes and powertrains. ANL/ESD.21/4, April 2021. Verfügbar unter <https://doi.org/10.2172/1780970> (zuletzt abgerufen am 13.11.2023)

[BloombergNEF 2022] Bloomberg NEF: A Breakneck Growth Pivot Nears for Green Hydrogen, 14.11.2022. Verfügbar unter <https://about.bnef.com/blog/a-breakneck-growth-pivot-nears-for-green-hydrogen/> (zuletzt abgerufen am 2.10.2023)

[BloombergNEF 2022b] Bloomberg NEF: China Leading Race to Make Technology Vital for Green Hydrogen, 21.9.2022. Verfügbar unter <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-09-21/china-leading-race-to-make-technology-vital-for-green-hydrogen#xj4y7vzkg> (zuletzt abgerufen am 2.11.2023)

[BMWK 2023] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. Verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.html> (zuletzt abgerufen am 8.11.2023)

[CEP 1] Clean Energy Partnership: Homepage – HyConnect, <https://cleanenergypartnership.de/en/communication-filling-station-vehicle> (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[CEP 2] Clean Energy Partnership: Press Release “One More Step Towards the Future”, https://cleanenergypartnership.de/wp-content/uploads/2023/10/20230510_CEP_PM-Uebergabe-HRS-Abnahme_engl.pdf (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[CHJU 2022] CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027. Annex. https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[DNV 2022] DNV: Hydrogen Forecast to 2050 – Energy Transition Outlook 2022, <https://www.dnv.com/news/hydrogen-at-risk-of-being-the-great-missed-opportunity-of-the-energy-transition-226628> (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[DOE 2023] Hydrogen Production Related Links | Department of Energy (DOE): Water Electrolyzer Technical Targets, 2023. Verfügbar unter <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-related-links#targets> (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

- [EEX 2023] EEX HYDRIX Index. Verfügbar unter <https://www.eex-transparency.com/de/wasserstoff/deutschland> (zuletzt abgerufen am 09.11.2023)
- [emobil BW 2023] LBST & DLR für e-mobil BW: H2-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr, 2023, https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Studie_H2_Infrastruktur_fuer_Nutzfahrzeuge_im_Fernverkehr.pdf, (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)
- [ETH 2022] Noll et al. (ETH Zürich): Analyzing the competitiveness of low-carbon drive-technologies in road-freight: A Total Cost of Ownership analysis in Europe. Applied Energy 306 (January): 118079, 2022. Verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118079> (zuletzt abgerufen am 13.11.2023)
- [ewi 2021] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems – Gutachterbericht, 2021.
- [Fan et al. 2021] L. Fan, Z. Tu and S. H. Chan: Recent development of hydrogen and fuel cell technologies: A review; Energy Reports 7, p. 8421-8446, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.003>
- [Fraunhofer ISE 2022] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems, Studie im Auftrag der NGO Clean Air Task Force (CATF), 2022. Verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/auf-dem-weg-zur-gw-industrie-fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme.html> (zuletzt abgerufen am 8.11.2022)
- [FZJ 2019] Forschungszentrum Jülich (FZJ): Wege für die Energiewende - Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, 2019.
- [Gas for Climate & Guidehouse 2021] Gas for Climate & Guidehouse: European Hydrogen Backbone – Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, 2021.
- [H2GO 2023] H2GO – Nationaler Aktionsplan Brennstoffzellen-Produktion, <https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/neue-technologien/projekte/h2go.html#1> (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)
- [Hydrogen Council 2020] Hydrogen Council & McKinsey & Company: Path to hydrogen competitiveness– A cost perspective, 2020.
- [ICCT 2022] International Council on Clean Transportation (ICCT): A meta-study of purchase costs for zero-emission trucks. Februar 2022
- [ICCT 2023] International Council on Clean Transportation (ICCT): Purchase costs of zero-emission trucks in the United States to meet future Phase 3 GHG standards. März 2023
- [IEA 2019] International Energy Agency (IEA): The Future of hydrogen, 2019.
- [IEA 2021] International Energy Agency (IEA): Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector, 2021.
- [IEA 2023] International Energy Agency (IEA): Global Hydrogen Review 2023.

[IRENA 2020] International Renewable Energy Agency (IRENA): Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, 2020.

[ISE 2020] FhG ISE: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO₂-Reduktion in 2030 und 100% in 2050, 2020.

[ISI 2021] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Industrie, 2021.

[JRC 2023] Joint Research Center (JRC), Carrara, S., Bobba, S., Blagoeva, D., Alves Dias, P., Cavalli, A., Georgitzikis, K., Grohol, M., Itul, A., Kuzov, T., Latunussa, C., Lyons, L., Malano, G., Maury, T., Prior Arce, Á., Somers, J., Telsnig, T., Veeh, C., Wittmer, D., Black, C., Pennington, D., Christou, M.: Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU – A foresight study, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023. Verfügbar unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9e17a3c2-c48f-11ed-a05c-01aa75ed71a1/language-en> (zuletzt abgerufen am 05.10.2023)

[KBA 2023] KBA – Kraftfahrt-Bundesamt – Statistik, www.kba.de (zuletzt abgerufen am 05.10.2023)

[LBST 2019] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung, und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2019.

[LBST 2022] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: Emissionsfreie Stahlerzeugung – Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff. Studie für den Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV), 2022. Verfügbar unter <https://lbst.de/publikationen/metastudie-emissionsfreie-stahlerzeugung/> (zuletzt abgerufen am 9.11.2023)

[LBST 2023] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: Wasserstoffmobilität in Deutschland: Umweltanalyse (kurz Umweltanalyse), eine Studie für den Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV), März 2023. Verfügbar unter https://dwv-info.de/wp-content/uploads/2023/04/DWV_HyMobility_Umweltstudie_LBST_2023-04-12_final.pdf (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[Lucy & Hall 2019] Dale Hall and Nic Lutsey: Estimating the infrastructure needs and costs for the launch of zero-emission trucks, <https://theicct.org/publication/estimating-the-infrastructure-needs-and-costs-for-the-launch-of-zero-emission-trucks/> (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[Max 2022] Maximator Hydrogen: Newsroom “Wasserstoff-Verdichtung ohne Zwischenspeicherung” (Link), Juni 2022

[Mølmen et al. 2021] Mølmen et al.: Recent advances in catalyst materials for proton exchange membrane fuel cells; APL Mater. 9, 04702, 2021, doi: 10.1063/5.0045801

[NOW 2023] NOW GmbH, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie: Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr, Auswertung der Cleanroom-Gespräche 2022 mit Nutzfahrzeugherstellern, <https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/wp-content/uploads/2023/02/Marktentwicklung-klimafreundlicher-Technologien-im-schweren-Strassengueterverkehr.pdf> (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[NREL 2021] Hunter et al. (National Renewable Energy Laboratory): Spatial and temporal analysis of the Total Cost of Ownership for class 8 tractors and class 4 parcel delivery trucks. NREL/TP.5400-71796, 2021. Verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/71796.pdf> (zuletzt abgerufen am 13.11.2023)

[NPM 2020] Nationale Plattform Zukunft der Elektromobilität, Werkstattbericht Antriebswechsel Nutzfahrzeuge, 2020, [20201221-NPM-Bericht-AG1-NFZ-final-wrz.indd](https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/20201221-NPM-Bericht-AG1-NFZ-final-wrz.indd) ([plattform-zukunft-mobilitaet.de](https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/)), zuletzt abgerufen am 29.11.2023

[NWR 2023] Nationaler Wasserstoffrat (NWR): Grundlagenpapier - Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland, 2023. Verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_NWR_Grundlagenpapier_H2-Bedarf_2.pdf (zuletzt abgerufen am 9.11.2023)

[NWR 2023b] Nationaler Wasserstoffrat (NWR): Stellungnahme - Stellungnahme zur Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2023. Verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-07-24-NWR_Stellungnahme_Fortschreibung-der-NWS.pdf (zuletzt abgerufen am 8.11.2023)

[PRHYDE 2022] Protocol for Heavy-Duty Hydrogen Refuelling, Europäisches Förderprojekt (2020-2022) siehe <https://lbst.de/prhyde/> (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[Prognos 2020] Prognos: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.

[Prognos et al. 2023] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut: Souveränität Deutschlands sichern – Resiliente Lieferketten für die Transformation zur Klimaneutralität 2045. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität – Langfassung, 2023. Verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Resiliente-Lieferketten_Langfassung.pdf (zuletzt abgerufen am 05.10.2023)

[Prognos et al. 2020] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut: Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2021.

[Prognos et al. 2021] Prognos, Fhg-ISI, GWS, IINAS: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Gesamtdokumentation der Szenarien. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2021.

[RB FCHJU 2020] Roland Berger: Fuel Cell Hydrogen Trucks - Heavy-Duty's High Performance Green Solution. The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Dezember 2020

[Ricardo 2021] Ricardo Strategic Consulting: E-truck virtual teardown: Final report, Juni 2021. Verfügbar unter <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/01/Final-Report-eTruck-Virtual-Teardown-Public-Version.pdf> (zuletzt abgerufen am 13.11.2023)

[RWTH 2022] A. Kampker et al. (RWTH Aachen University): Fuel cell system production cost modeling and analysis; Energy Reports 9, p. 248-255, 2023, DOI: 10.1016/j.egy.2022.10.364

[SA DOE 2018] B. D. James et al. (Strategic Analysis Inc.): Mass production cost estimation of direct H2 PEM fuel cell systems for transportation applications: 2018 update

[SA DOE 2020] B. D. James et al. (Strategic Analysis Inc.): Fuel cell systems analysis – 2020 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review Presentation; 30.05.2020

[Siemens Energy 2023] Siemens Energy: Siemens Energy und Air Liquide ebnen mit Gigawatt-Fabrik für Elektrolyseure Weg für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, Pressemitteilung vom 8. November 2023. Verfügbar unter <https://www.siemens-energy.com/de/de/home/pressemitteilungen/siemens-energy-und-air-liquide-ebnen-mit-gigawatt-fabrik-fuer-el.html> (zuletzt abgerufen am 9.11.2023)

[Statista 2022] <https://de.statista.com/> (zuletzt abgerufen am 9.11.2023)

[Strategic Analysis Inc 2022] <https://www.osti.gov/servlets/purl/1975554> (zuletzt abgerufen am 9.11.2023)

[T&E 2021] Transport and Environment: How to decarbonize long-haul trucking in Germany: An analysis of available vehicle technologies and their associated costs, April 2021. Verfügbar unter <https://www.transportenvironment.org/discover/how-decarbonise-long-haul-trucking-germany/> (zuletzt abgerufen am 13.11.2023)

[TNO 2022] TNO: Techno-economic uptake potential of zero-emission trucks in Europe, October 2022

[UC Davis 2020] Burke, A. and Sinha, A. K. (University of California, Davis): Technology, sustainability, and marketing of battery electric and hydrogen fuel cell medium-duty and heavy-duty trucks and busses in 2020-2040. Institute of Transportation Studies, 2020

[Wang et al. 2020] Materials, technological status, and fundamentals of PEM fuel cells – A review; Materials Today, Volume 32, Januar/Februar 2020, <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2019.06.005> (zuletzt abgerufen am 15.11.2023)

[WI & DIW Econ 2020] Wuppertal Institut und DIW Econ: Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW), 2020.

[Wood MacKenzie 2023] Wood MacKenzie: Global hydrogen pipeline plummets in Q4, with only 1Mtpa of new projects announced, Pressemitteilung vom 21.2.2023. Verfügbar unter <https://www.woodmac.com/press-releases/global-hydrogen-pipeline-plummets-in-q4--with-only-1mtpa-of-new-projects-announced/> (zuletzt abgerufen am 9.11.2023)

[World Energy Council 2020] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: International Hydrogen Strategies, A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany, 2022. Verfügbar unter <https://lbst.de/publikationen/internationale-wasserstoffstrategien/> (zuletzt abgerufen am 2.11.2023)



Ludwig Bolkow Systemtechnik

LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH (LBST)
DAIMLERSTR. 15 | 85521 OTTOBRUNN | GERMANY
WWW.LBST.DE