

Studie IndWEde – Kurzfassung

Industrialisierung der Wasserelektrolyse in
Deutschland: Chancen und Herausforderungen
für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr,
Strom und Wärme

NOW
NOW-GMBH.DE

Studie IndWEDe – Kurzfassung

Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme

AUFTRAGGEBER:

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI),
Invalidenstraße 44, 10115 Berlin

BETREUT DURCH:

Projekträger Jülich – Brennstoffzelle und Wasserstoff (ESN 5)
Forschungszentrum Jülich GmbH, Zimmerstraße 26–27, 10969 Berlin

KOORDINATION:

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie –
NOW GmbH, Fasanenstraße 5, 10623 Berlin

AUTOREN

Tom Smolinka, Nikolai Wiebe, Philip Sterchele, Andreas Palzer
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE/Freiburg – Deutschland

Franz Lehner, Malte Jansen
E4tech Sàrl/Lausanne – Schweiz

Steffen Kiemel, Robert Miehe, Sylvia Wahren, Fabian Zimmermann
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA/
Stuttgart – Deutschland

Berlin, 30. Oktober 2018

INHALT	SEITE
Verwendete Abkürzungen und Eigennamen	6
1 Kontext und Studienziel	7
2 Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse	9
3 Entwicklung des Elektrolysebedarfs aus Modellsicht	18
4 Entwicklung des Elektrolysebedarfs in der Literatur und aus Anwendersicht	25
5 Entwicklung des Komponentenbedarfs und der Fertigungsverfahren	28
6 Zentrale Schlussfolgerungen	36
7 Handlungsempfehlungen	39
8 Roadmap zur Industrialisierung	42
A Anhang	44
A.1 Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten	45
A.2 Annahmen zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten	45
Literaturverzeichnis	46

VERWENDETE ABKÜRZUNGEN UND EIGENNAMEN

AEL	Alkalische Elektrolyse (engl.: alkaline electrolysis)
BPP	Bipolarplatte
BoP	Anlagenperipherie (engl.: balance of plant)
CAPEX	Spezifische Investitionskosten (engl. capital expenditures)
CCM	Katalysator beschichtete Membran (engl.: catalyst coated membrane)
CCS	CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (engl.: carbon capture and storage)
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Elektrolyt-Elektroden-Einheit (engl.: electrolyte electrode assembly)
EoL-RIR	(eine) relative Recyclingrate (engl.: end of life recycling input rate)
FuE	Forschung und Entwicklung
HHI	Herfindahl-Hirschmann-Index
HT	Hochtemperatur
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
IEK2050	Studie „Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen“ (Arbeitstitel)
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KPI	Leistungsparameter (engl.: key performance indicator)
LHV	Heizwert (engl.: lower heating value)
MA	Mitarbeiter
M/O	Betriebs- und Instandhaltungskosten (engl. operation and maintenance costs), hier sind die fixen Kosten gemeint
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NT	Niedertemperatur
OPEX	Betriebskosten (engl.: operational expenditure)
PEM	Protonen-Austauschmembran (engl.: proton exchange membrane)
PEMEL	PEM-Elektrolyse
PTL	Poröser Stromverteiler (engl.: porous transport layer)
PV	Photovoltaik
PVD	Physikalische Gasphasenabscheidung (engl.: physical vapor deposition)
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl.: renewable energy directive)
RCS	Regelwerke (engl.: regulations, codes and standards)
REMod-D	Regenerative Energien Modell - Deutschland (Simulationsmodell)
S	Szenario
SI	Substitution-Index
WGI	Allgemeine Indikatoren zur Regierungsarbeit (engl.: worldwide governance indicators)

1 Kontext und Studienziel

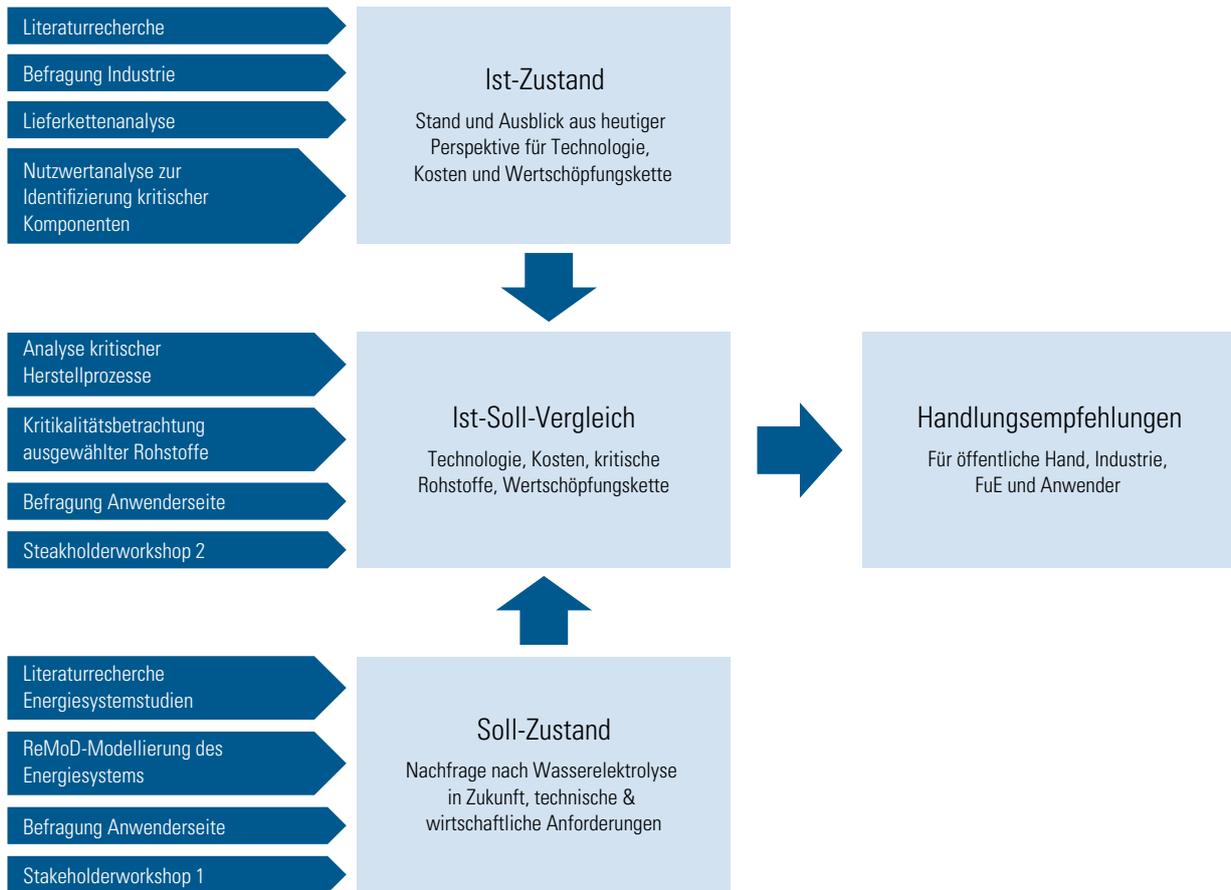
Durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien, der Intensivierung der weltweiten Bemühungen, die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren und dem erklärten Ziel, die globale Klimaerwärmung auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen, nimmt die Bedeutung von Wasserstoff als chemischem Energieträger stetig zu. Zentraler Wandlungsschritt für die Kopplung erneuerbarer Energien (EE) mit Wasserstoff und gegebenenfalls daraus abgeleiteten Folgeprodukten ist die Wasserelektrolyse. In den nächsten Jahrzehnten wird daher ein erheblicher Ausbau der Elektrolysekapazitäten erwartet. Verschiedene Studien prognostizieren alleine für Deutschland bis zum Jahr 2050 eine installierte Anlagenleistung im hohen, zweistelligen Gigawattbereich. Jedoch werden heutige Anlagen meistens unter Manufakturbedingungen im kleinen Maßstab hergestellt, so dass sich die Frage stellt, wie und unter welchen Rahmenbedingungen die Produktionskapazitäten den zukünftigen Bedarfen gerecht werden können.

Aus diesem Grunde hat das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur ein Projektkonsortium beauftragt, das technische, herstellungstechnische und ökonomische Potenzial der Elektrolysetechnologien zur Skalierung und damit zur Erreichung der ambitionierten Ausbauziele zu untersuchen. Daraus soll ein Fahrplan („Roadmap“) für die notwendigen Aktivitäten zur Etablierung einer wettbewerbsfähigen Elektrolyseindustrie in Deutschland entwickelt werden, der u. a. im zweiten Nationalen Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) berücksichtigt werden kann.

Dazu wurden in der vorliegenden Studie die Herausforderungen beim Aufbau einer Gigawatt-Elektrolyseindustrie in Deutschland, insbesondere mit Blick auf kritische Komponenten, deren Herstellverfahren, notwendige Zulieferketten und den Investitionsbedarf untersucht. Ferner wurden die wichtigsten Hemmnisse bewertet und eine Bedarfsprognose an installierter Elektrolyseleistung bis zum Jahr 2050 aufgestellt. Auf Basis dieser Ergebnisse und unter Einbeziehung von Akteuren aus der Elektrolyseindustrie und von der Anwenderseite wurden die technologischen und herstellungstechnischen Handlungsbedarfe diskutiert und daraus akteurspezifische Handlungsempfehlungen abgeleitet. Abbildung 1-1 fasst den gewählten, methodischen Ansatz zur Erreichung der Studienziele zusammen.

Zum Projektkonsortium gehörten das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, das Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA, sowie das Beratungsunternehmen E4tech. Die Studie wurde durch die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) koordiniert und durch den Projektträger Jülich im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur betreut.

Abbildung 1-1: Methodischer Ansatz der Studie



2 Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse

In einem ersten Schritt wurde durch eine Literaturrecherche, strukturierte Experteninterviews und eine umfangreiche Branchenumfrage der Ist-Zustand der drei wesentlichen Technologien:

- Proton-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL),
- Alkalische Elektrolyse (AEL) und
- Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)

erfasst. Hierzu wurde der aktuelle Stand der Technologien, deren ökonomische Parameter und die heutige Akteurslandschaft für die jeweilige Technologie beschrieben. Zudem wurde die heutige Sichtweise der Industrie und Wissenschaft mit Blick auf die mögliche Technologiefortschreibung bis zum Jahr 2030 – und wo möglich auch bis 2050 – zusammengetragen. Dies geschah durch Interviews mit den wesentlichen Industrieakteuren, sowie durch eine Umfrage in welcher verschiedene technische und ökonomische Leistungsparameter (key performance indicators – KPIs) erhoben wurden. Für den heutigen Stand (2017) wurden diese Parameter unabhängig von der Systemgröße abgefragt, während für die Fortschreibung in den Jahren 2030 und 2050 jeweils nach Größenklasse (1, 10 und 100 MW) unterschieden wurde.

Ausgewählte Resultate der KPI-Erhebung werden im Folgenden vorgestellt. Für weitere Ergebnisse wird auf die Langfassung der Studie [23] verwiesen. Es ist zu berücksichtigen, dass die Technologieanbieter naturgemäß einen tendenziell eher optimistischen Ausblick auf das zukünftige Entwicklungspotenzial der eigenen/ jeweiligen Technologie liefern. Sofern durch die Autoren eine deutliche Diskrepanz zwischen den Umfrageergebnissen und der vorherrschenden Meinung in der Literatur oder dem allgemeinen Trend festgestellt wurde, sind die Ergebnisse entsprechend kommentiert. Ferner ist zu beachten, dass die Zahlenwerte ausschließlich die Rückmeldungen aus den Fragebögen wiedergeben, und nicht durch die Autoren verändert wurden.

Technische Leistungsparameter

Der Wasserstoffausgangsdruck kommerzieller Niedertemperatur- (NT-)Systeme reicht heute von atmosphärisch bis ca. 30 bar. In Zukunft werden bei beiden Technologien höhere Druckbereiche bis zu 90 bar erwartet. Zumindest für einige AEL-Systeme wird dafür ein zusätzlicher mechanischer Kompressor angenommen. Für größere Systemgrößen wird tendenziell ein geringerer Betriebsdruck erwartet, was von der Anwendungsseite her logisch erklärt werden kann. Der Druckbetrieb der HT-Elektrolyse wird aktuell erst im Laborbetrieb erprobt, soll aber zukünftig auch

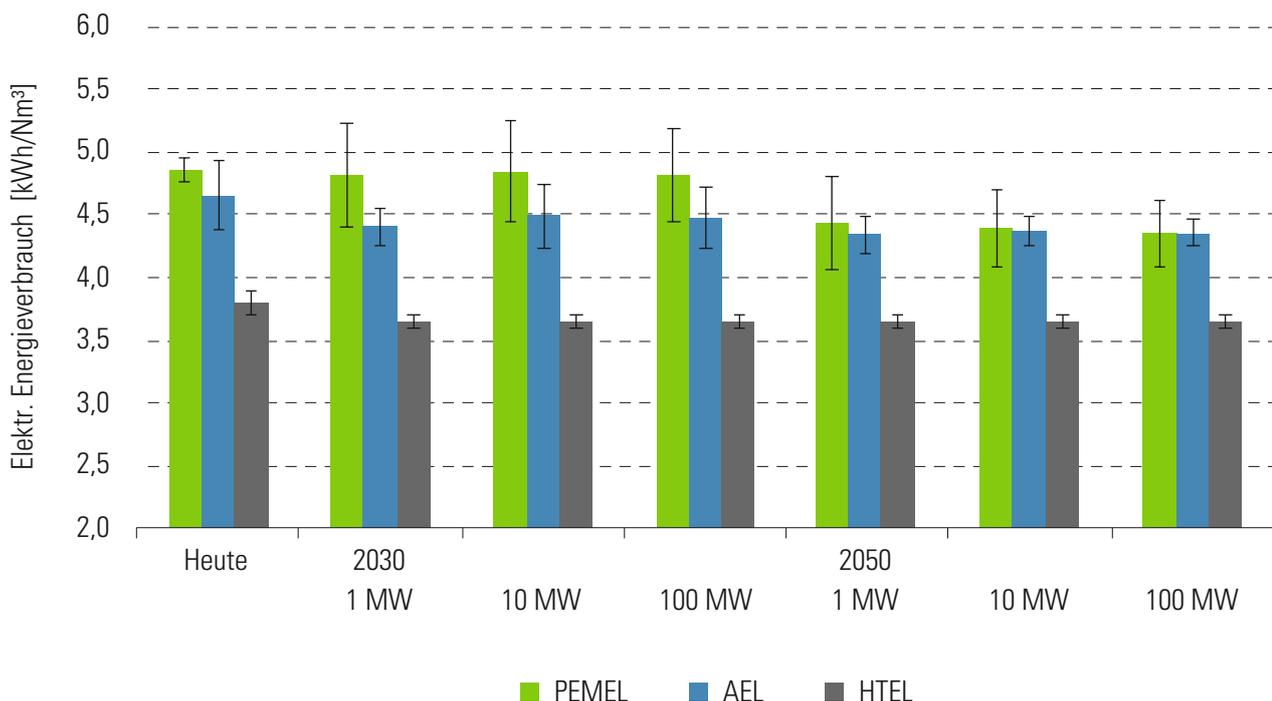
für kommerzielle Systeme verfügbar sein oder aber es wird auch hier ebenfalls ein zusätzlicher mechanischer Kompressor angenommen.

Der Vergleich des elektrischen Energieverbrauchs in Abbildung 2-1 zeigt heute einen etwas geringeren Energieverbrauch für die alkalische Elektrolyse gegenüber der PEM-Elektrolyse. Im nächsten Entwicklungsschritt bis zum Jahr 2030 nimmt dieser Trend sogar noch zu, um sich dann in 2050 in Richtung ca. $4,4 \text{ kWh/Nm}^3$ wieder anzugleichen. Dies kann durch eine ökonomische „Aufholjagd“ der PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse erklärt werden. Durch das Scale-Up und die Technologieentwicklung sind PEMEL-Entwickler zuversichtlich, diese Lücke langfristig schließen zu können. Bei der HT-Elektrolyse liegt der Wert bereits heute bei ca. $3,8 \text{ kWh/Nm}^3$ und soll sich zukünftig auf ca. $3,6 \text{ kWh/Nm}^3$ etwas verbessern, wobei der Energiebedarf zur Dampferzeugung hier nicht berücksichtigt ist. Zu beachten ist, dass die Werte in Abbildung 2-1 für die Systemebene gelten, also gegebenenfalls auch noch eine Niederdruck-Kompression beinhalten, die der Gasaufbereitung vorgeschaltet ist.

In der Kategorie Stackgröße und -performance wurden u. a. die Stromdichte, die aktive Zellfläche, die Zelltemperatur und die Zelldegradation abgefragt. Vor allem die aktive Zellfläche und die Stromdichte geben einen guten Einblick in das zukünftige Entwicklungspotenzial der jeweiligen Technologie, da beide Parameter sich unmittelbar auf das Scale-Up und damit die CAPEX-Werte auswirken. In Abbildung 2-2 sind die zukünftig erwarteten Stromdichten dargestellt. Ein wesentliches Merkmal der PEM-Elektrolyse sind die hohen Stromdichten im Vergleich zu den



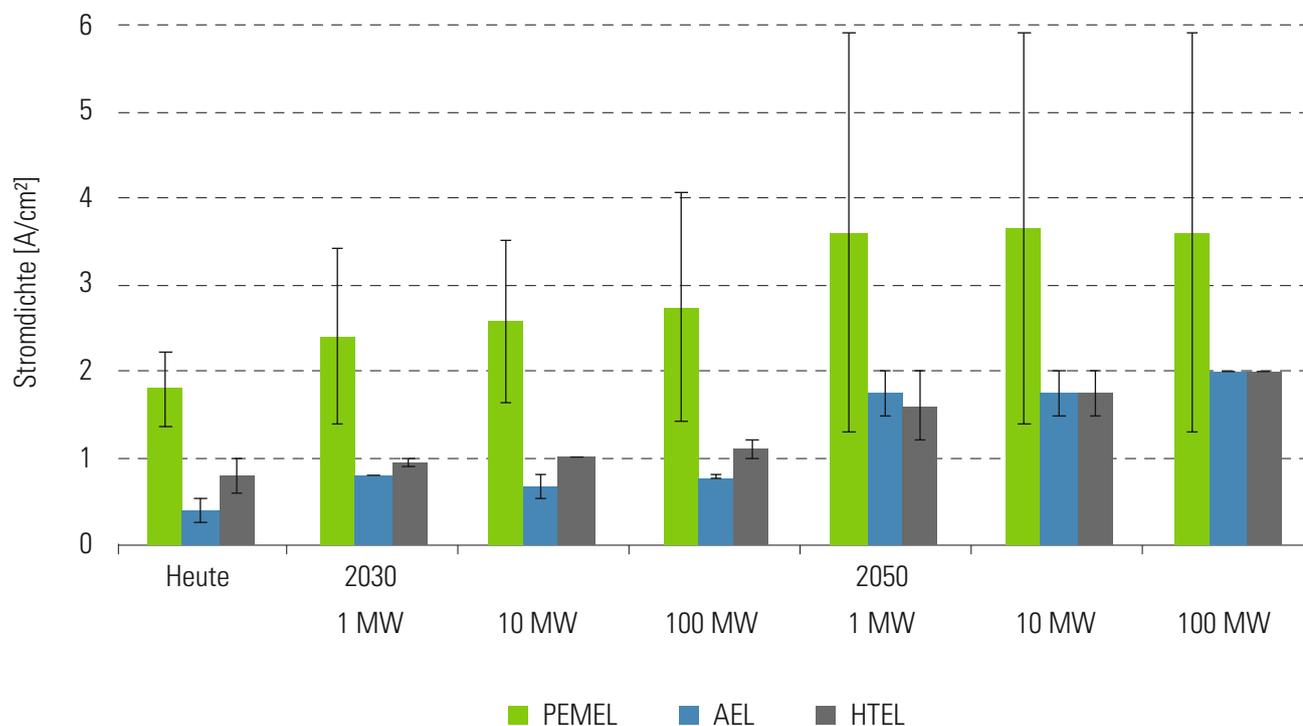
Abbildung 2-1: Entwicklung des elektrischen Energieverbrauchs der Wasserstoffproduktion für alle drei Technologien gemäß Auswertung der Fragebögen



beiden anderen Technologien. Gemäß der in Abbildung 2-2 dargestellten Auswertung wird dies auch zukünftig so bleiben, obwohl auch für die Stromdichte der alkalischen Elektrolyse noch ein erhebliches Steigerungspotenzial gesehen wird. Zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit wäre dies für die alkalische Elektrolyse wichtig, da sich damit bedeutende Kostenreduktionen realisieren lassen müssten.



Abbildung 2-2: Projektion der Stromdichte von AEL-, PEMEL- und HTEL- Zellen gemäß Auswertung der Fragebögen



Hinsichtlich der aktiven Zellfläche (hier nicht gezeigt) bestätigt die Umfrage die allgemeinen Entwicklungstrends. In Summe lässt sich festhalten, dass auch zukünftig die Zellflächen:

- der alkalischen Elektrolyse deutlich kleiner 10 m²,
- der PEM-Elektrolyse kleiner 1 m² und
- der HT-Elektrolyse kleiner 0,1 m²

sein werden. Damit liegt jeweils eine Größenordnung zwischen den Technologien. Kombiniert mit den unterschiedlichen Stromdichten, siehe Abbildung 2-2, ergeben sich völlig unterschiedliche Anforderungen an das Zell- und Stackdesign und damit an die Herstellverfahren.

Die zukünftige Entwicklung der Zellbetriebstemperaturen wird hier ebenfalls nicht als Abbildung gezeigt. Für die PEM-Elektrolyse und die HT-Elektrolyse ergeben sich keine neuen Erkenntnisse (<100 °C für die PEM-Elektrolyse und <800 °C für die HT-Elektrolyse) [22]. Zwar nehmen die Akteure für die alkalische Elektrolyse an,

dass langfristig die Temperaturen auf über 200 °C erhöht werden können. Dieser Trend kann aus der Literatur jedoch nicht bestätigt werden.

Bei der Prognose für die Stack-Lebensdauer erwarten die Befragten zukünftig deutlich verbesserte Standzeiten, auch wenn die Prognosen stärker auseinander gehen. Vor allem für die HT-Elektrolyse wird noch ein erhebliches Verbesserungspotenzial gesehen und Betriebszeiten von über 80.000 h als möglich gesehen. Verglichen mit den bis dato erzielten Fortschritten für HT-Brennstoffzellen überrascht diese Prognose nicht, wird aber wahrscheinlich sehr stark von der späteren Betriebsweise im Energiesystem abhängen. Auch für die PEM-Elektrolyse werden langfristig Betriebsstunden in Höhe von ca. 125.000 h für realisierbar gehalten. Die Werte für das Jahr 2050 lassen sich aber nicht durch die Literatur bestätigen und sind ein Indiz dafür, dass die möglichen Verbesserungen bei Weitem nicht ausgeschöpft sind. Die Lebensdauer der alkalischen Elektrolyse wird in den Rückmeldungen eher konservativ eingeschätzt. Die Autoren sehen jedoch die Lebensdauer der alkalischen Elektrolyse auch zukünftig mindestens gleichwertig zur PEM-Elektrolyse. Die Lebensdauer der Systeme wird für alle Technologien mittelfristig mit 20 bis 30 Jahren und langfristig teilweise sogar mit bis zu 40 Jahren für die alkalische Elektrolyse angegeben.

Ökonomische Leistungsparameter

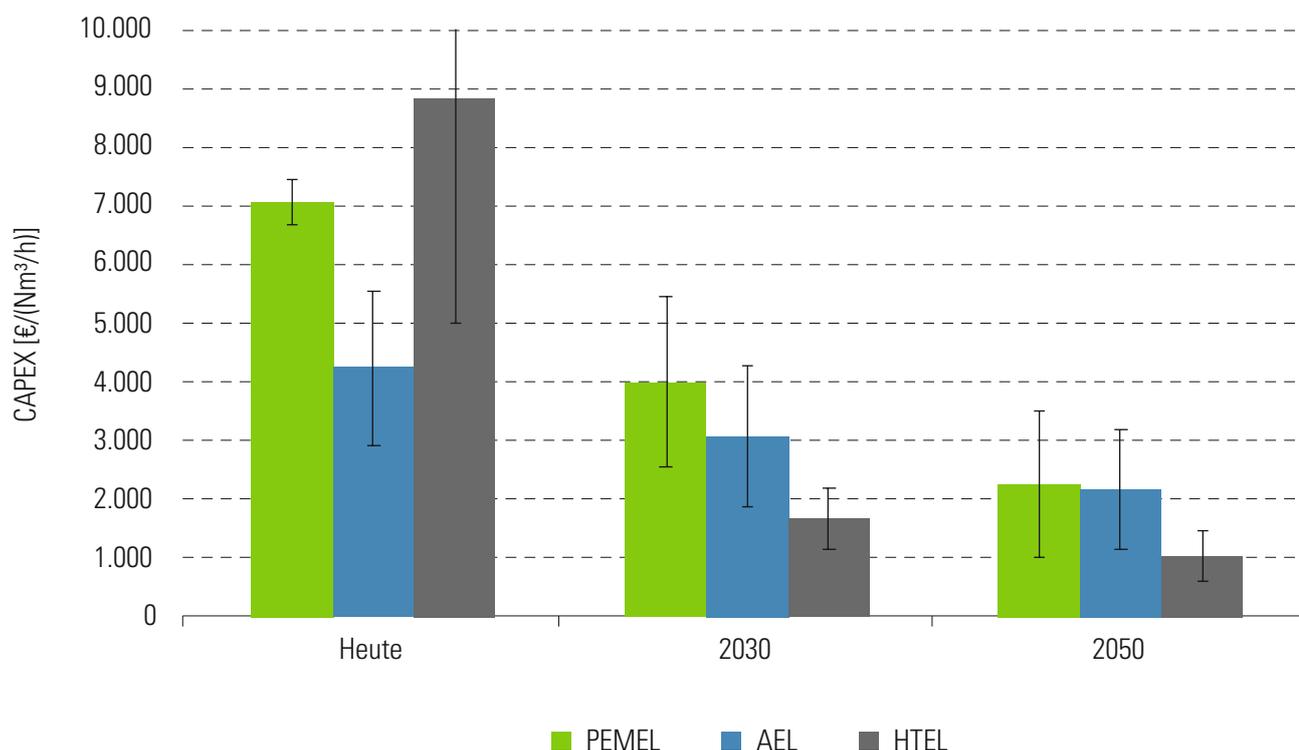
Von zentraler Bedeutung für die künftige Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseanlagen sind neben den Strombezugskosten auch die Investitionskosten (CAPEX), siehe Abbildung 2-3. Aufgrund der nicht ausreichend differenzierten Abschätzungen nach Systemgröße werden für die Jahre 2030 und 2050 jeweils nur die Mittelwerte der Rückmeldungen über alle Größenklassen herangezogen. Insgesamt deckt sich das Bild aus den Rückläufen weitgehend mit den Einschätzungen aus aktueller Literatur zu Kostenentwicklungen in den AEL- und PEMEL-Technologien [15, 20, 21].

- Die alkalische Elektrolyse ist bereits heute vergleichsweise kostengünstig verfügbar und kann ihre Vorteile insbesondere bei größeren Anlagen der 10MW-Klasse oder höher ausspielen. Langfristig werden bei der AEL-Technologie nur geringe Kostenreduktionen durch begrenzte Skaleneffekte erwartet. Aus Sicht der Autoren werden die langfristigen Investitionskosten in der Umfrage als zu konservativ abgeschätzt.
- Bei der PEM-Elektrolyse steht die Kommerzialisierung großer Systeme noch am Anfang, so dass noch von erheblichen Kostensenkungspotenzialen ausgegangen werden kann. Mittelfristig wird mit vergleichbaren Herstellkosten wie bei der alkalischen Elektrolyse gerechnet. Langfristig wird der PEM-Technologie sogar das Potenzial beigemessen, günstiger in der Herstellung als die alkalische Elektrolyse zu sein.
- Der HT-Elektrolyse wird das Potenzial zugeschrieben, eine disruptive Technologie zu sein, welche noch bedeutenden Raum für Kostenreduktion aufweist. Da sich

die HTEL-Technologie aber noch in einer Frühphase der Kommerzialisierung befindet, stützen sich Angaben und Einschätzungen zu den Kosten zwangsläufig auf nur wenige Rückläufe der Umfrage. Dementsprechend ist bei der HT-Elektrolyse die Unsicherheit der Technologiefortschreibung am höchsten und es lassen sich aus Sicht der Autoren nur wenige Indizien finden, die eine solche massive Kostenreduktion in Relation zu den NT-Systemen stichhaltig begründen.



Abbildung 2-3: Spezifische Investitionskosten (CAPEX) für Elektrolyseure, bezogen auf die installierte nominelle Produktionskapazität in [Nm³/h].



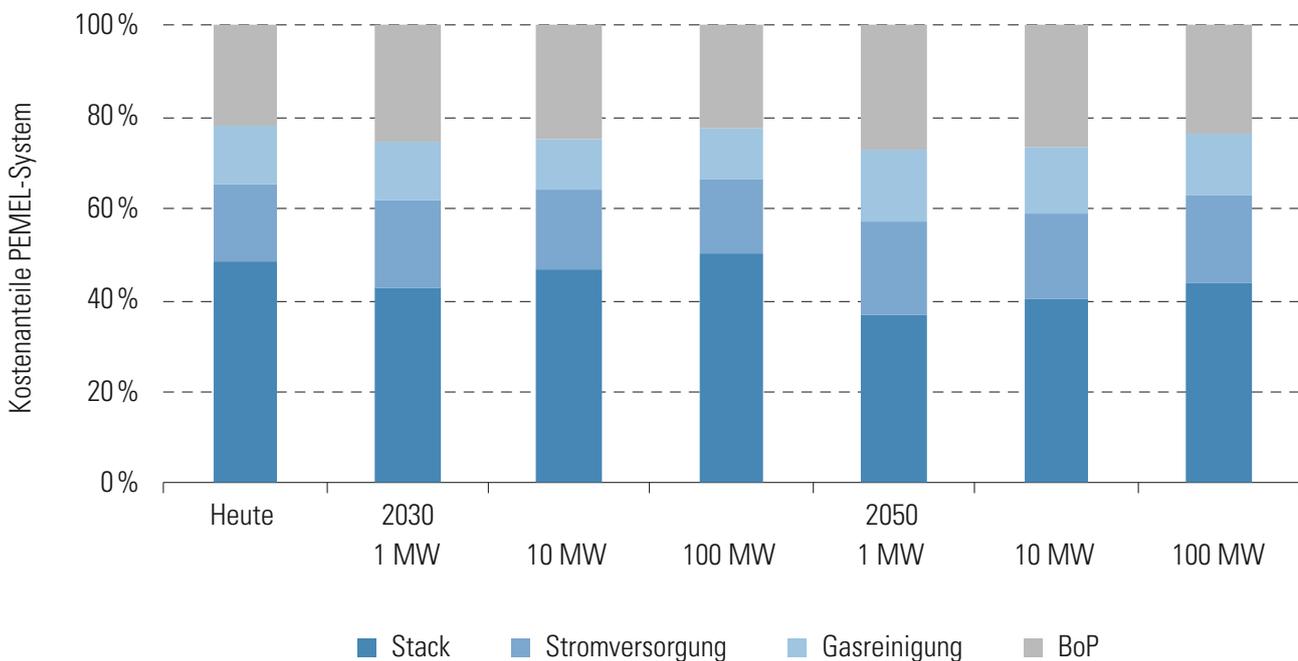
Neben Angaben zu den Investitionskosten wurden auch die Anteile wesentlicher Komponenten an den System- und Stackkosten erfragt. Abbildung 2-4 zeigt die Rückmeldungen beispielhaft für die PEM-Elektrolyse. Die verschiedenen Umfrageteilnehmer verfolgen womöglich eigene Stackdesigns und Systemkonfigurationen, so dass sich eine gewisse Unschärfe in den Ergebnissen nicht vermeiden lässt. Grundlegende Trends aus der Literatur [4] lassen sich aber dennoch bestätigen: Die Kosten von Zellkomponenten (und damit die Stackkosten) werden künftig fallen, da größere Herstellvolumen optimierte Produktionsverfahren wirtschaftlich machen werden. Zugleich wird die Stromversorgung inkl. Transformatoren und Gleichrichtern in den künftigen Systemkosten deutlicher ins Gewicht fallen, da diese bereits seit langem in anderen Anwendungen nachgefragt werden, und der zusätzliche Bedarf durch die Elektrolyseindustrie nur geringen Einfluss auf künftige Kosten haben wird. Ferner wird der künftige Ausbau dominiert sein von größeren Anlagen der 10 MW- bzw. 100 MW-Klasse, wobei diese von optimierten bzw. zentralisierten BoP-Komponenten (Gas- und Wasseraufbereitung, Kühlung, etc.), sowie größeren und damit

kostengünstigeren Transformatoren und Gleichrichtern profitieren können. Stacks selbst sind aber auch bei großen Anlagen auf eine bestimmte Leistung limitiert und werden modular ergänzt („numbering up“), um größere Systemleistungen zu erreichen. Dementsprechend nimmt der relative Anteil der Stackkosten gegenüber den anderen Komponenten wieder zu, je größer die Anlage wird.

Diese Tendenzen gelten auch für die AEL-Kostenaufteilung, obwohl sich die Anteile hier weniger stark verschieben. Da die Technologie bereits heute ausgereift ist, ergeben sich bei allen Komponenten mehr oder minder gleichmäßige Kostenreduktionen, sobald größere Mengen nachgefragt und hergestellt werden.



Abbildung 2-4: Anteile wesentlicher Komponenten der PEM-Elektrolyse an den Gesamtkosten des Systems entsprechend Umfragerückläufen



Aufgrund der wenigen Rückmeldungen zur HT-Elektrolyse war eine belastbare Auswertung der Kostenanteile nicht möglich. Das Meinungsbild der Akteure in dieser Technologie stellt sich derzeit grob so dar, dass die Stackkosten und die Stromversorgung in etwa jeweils 30 % der Systemkosten ausmachen. Gasreinigung und weitere Peripheriekomponenten, die hier auch Wärmetauscher und Heizelemente einschließen, tragen in Summe zu den verbleibenden 40 % bei. Es wird keine wesentliche Verschiebung der Kostenanteile bei größeren Systemen geben. Dies unterstreicht die Erwartungshaltung, dass auch langfristig ein modulares Baukonzept nach dem „Numbering-up“-Konzept verfolgt wird, indem bspw. 100 MW-Anlagen durch Flotten vieler kleiner Module bzw. Subsysteme realisiert werden.

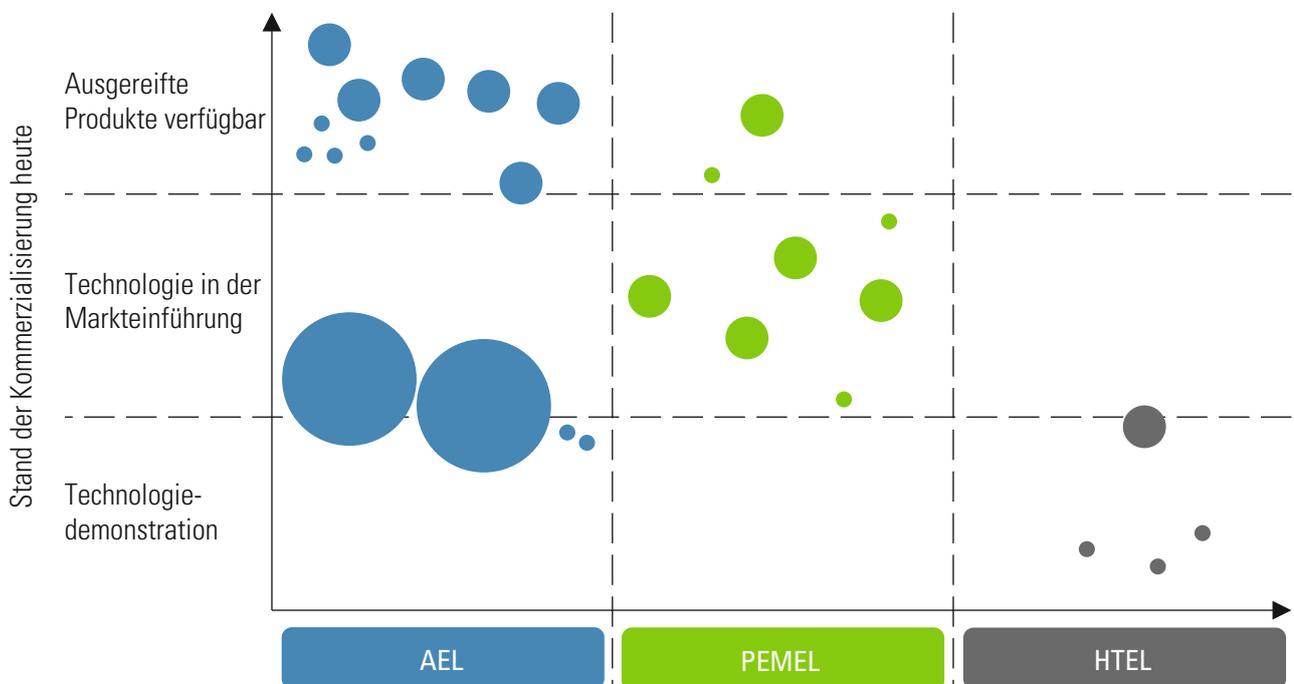
Gesamtbild der Industrie für Wasserelektrolyseure

Das gestiegene Interesse an der Wasserelektrolyse hat in Summe zu einer dynamischen Entwicklung der Elektrolyseindustrie über nur wenige Jahre geführt. Basierend auf den durchgeführten Experteninterviews lassen sich folgende Aussagen zur Gesamtindustrie treffen:

- Der Umsatz der Wasserelektrolysehersteller wird auf 100 bis 150 Mio. € jährlich geschätzt.
- Die jährlich verkaufte Kapazität schwankt aufgrund einzelner Großprojekte und deren Verbuchungszeitpunkte. Insgesamt wird aber von einer Größenordnung kleiner als 100 MW weltweit im Jahr 2016, mit zwischenzeitlich steigender Tendenz, ausgegangen.
- Es wird geschätzt, dass ungefähr 1.000 Mitarbeiter bei Systemanbietern direkt beschäftigt sind. Hinzu kommen Mitarbeiter bei Zulieferern, die aber in der Regel nicht allein der Wasserelektrolyseindustrie zurechenbar sind.
- Laut Aussagen der Hersteller könnten kurzfristig (bis zum Jahr 2020) weltweit Wasserelektrolyseherstellkapazitäten von ca. 2 GW jährlich aufgebaut werden, vgl. mit Abbildung 2-5. Etwa zwei Drittel davon sind europäischen Firmen zuzuordnen. Dominiert wird dieses kurzfristige Potenzial von Firmen aus der Chloralkali-Industrie, welche bereits über entsprechende Zulieferketten verfügen.



Abbildung 2-5: Entwicklungsstand verschiedener Elektrolysetechnologien und Charakterisierung der wesentlichen Anbieter je Technologie (anonymisiert)



Mögliches Produktionsvolumen in 2020 je Hersteller (anonymisiert). Vorausgesetzt entsprechender Nachfrageentwicklung am Markt.

Größenordnung:
5 MW/a 50 MW/a 500 MW/a



Struktur der Industrie und Arbeitsweisen

Großanlagen im Megawatt-Bereich werden heute ausschließlich im Projektgeschäft verkauft, sind somit also spezifische Anfertigungen entsprechend Kundenwunsch. Von Beauftragung bis Auslieferung von Anlagen im Multi-Megawatt-Bereich kann typischerweise mit etwa einem Jahr gerechnet werden. Die meisten Hersteller arbeiten jedoch bereits mit weitgehend (firmenintern) standardisierten Produktplattformen, die auf baugleiche Stacks zurückgreifen. Bei kleineren Stacks im Sub-Megawatt-Bereich findet auch Lagerhaltung statt, um bspw. bestehende Industriekunden rasch mit Ersatzkomponenten versorgen zu können.

Die Systemintegration läuft bei den meisten Anbietern derzeit im Werkstattprinzip ab. Einige Akteure verwenden allerdings bereits Ansätze der Serienfertigung, in der das Produkt in der Produktionslinie von Station zu Station wandert (meist als Container auf Rollen). Mehrere Hersteller arbeiten zudem bereits mit einer Vorkonfektionierung der Peripheriekomponenten, andere planen dies für die Zukunft. Wesentliche Schritte der Systemintegration, die bisher nur gering automatisiert sind, werden dabei auch in Zukunft Montagearbeit bleiben.

Die Stackfertigung mit ihrer hohen Anzahl an baugleichen Teilen, die aufeinander gestapelt werden, eignet sich am ehesten für eine Teilautomatisierung. Bislang hat aber keiner der interviewten Hersteller die Schwelle an Produktionsvolumen erreicht, ab der die Investition in einer solchen Teilautomatisierung wirtschaftlich sinnvoll wäre. Auf Seiten einiger Zulieferer für Stackkomponenten wird dagegen bereits teilautomatisiert produziert.

Fertigungstiefe und Zulieferstruktur

Die auseinanderklaffenden Angaben von derzeitiger Produktion (ca. 100 MW/a) und bestehenden und kurzfristig realisierbaren Produktionskapazitäten (ca. 2.000 MW/a innerhalb einer Vorlaufzeit von zwei bis drei Jahren) resultieren daraus, dass viele Firmen wesentliche Komponenten extern im Auftrag fertigen lassen (können) und diese Zulieferer vergleichsweise flexibel auf eine Nachfragesteigerung reagieren können. Dies unterscheidet sich jedoch zwischen den einzelnen Technologien. Im Rahmen der heutigen Industriestruktur bestehen kaum Limitierungen bei der Beschaffung von Komponenten für die AEL-Technologie. Bei der PEM-Elektrolyse konzentriert sich das Know-How dagegen tendenziell noch auf wenige Akteure. Zum einen sind dies die Systemanbieter selbst, die vergleichsweise stark vertikal integriert sind, d.h. viele Fertigungsschritte bei Stackkomponenten selbst durchführen (z. B. eigene Katalysatorbeschichtung der zugekauften Membran). Zum anderen bieten weltweit nur wenige Zulieferer erfolgreich Schlüsselkomponenten wie Membrane oder Membran-Elektroden-Einheiten (engl. membrane electrode assembly, MEA) an. Bei der HTEL-Technologie besteht zwar durchaus eine gewisse Vielfalt an Zulieferern, die üblicherweise Komponenten für die Hochtemperatur-Brennstoffzelle

liefern. Allerdings werden HTEL-Systeme noch in so geringer Stückzahl produziert, dass noch nicht von einer etablierten Lieferkette gesprochen werden kann. Über die drei Technologien hinweg wird deutlich, dass die Stromversorgung (Transformatoren und Gleichrichter) die Systemkomponente mit den längsten Vorlaufzeiten (bei Multi-Megawatt-Anlagen bis zu einem Jahr) darstellen kann.

Zukünftiges Wachstum und weitere Industrialisierung

Insgesamt wachsen die Firmen und deren Produktionskapazitäten mit der Marktentwicklung. Eine Produktionserweiterung kommt für die Akteure also nur in Frage, wenn die Auftragsbücher entsprechend gefüllt sind. Die meisten Systemanbieter sind mittelständische Firmen, deren Mittel für Fertigungserweiterungen und teure Weiterentwicklungen begrenzt sind. Die jeweilige Geschäftsplanung orientiert sich somit in erster Linie an der derzeitigen Nachfrage. Für eine sukzessive Hochskalierung der Industrie wäre daher Planungssicherheit über die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, welche die Marktentwicklung beeinflussen, wünschenswert. Anders als bspw. bei der Brennstoffzellenmobilität fehlen in der Elektrolysebranche Zugpferde wie Automobilhersteller und Mineralölfirmen, die aus strategischen Überlegungen heraus bei der Marktaktivierung in Vorleistung gehen können bzw. dies derzeit tun.

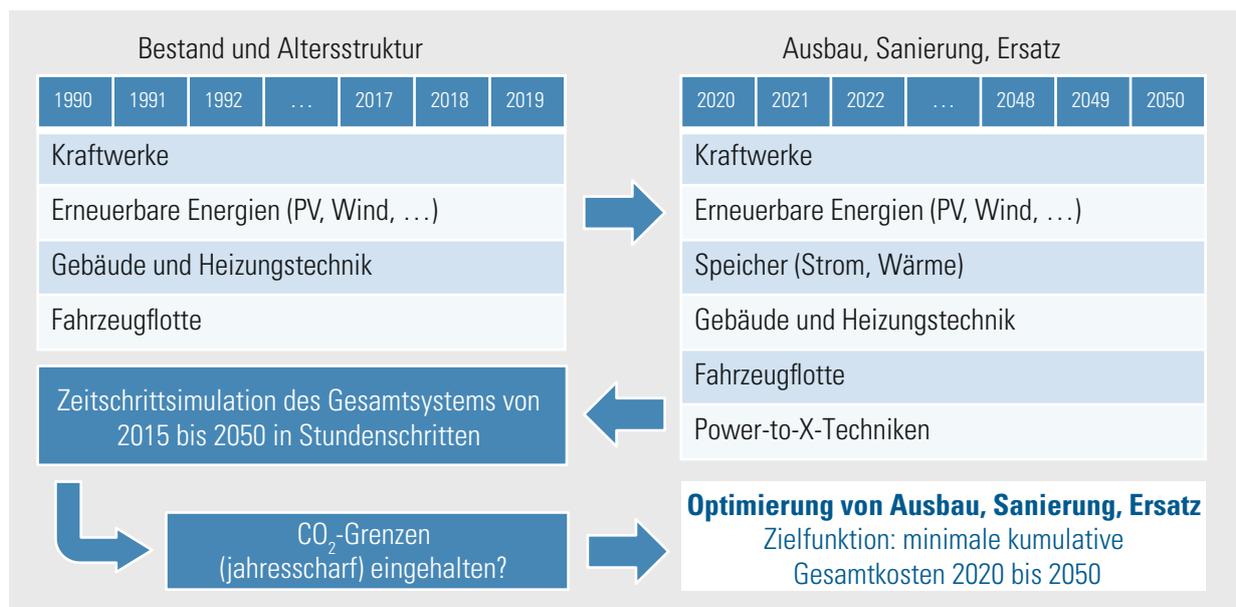
3 Entwicklung des Elektrolysebedarfs aus Modellsicht

Das Simulationstool REMod-D

Die Quantifizierung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs nach Sektoren erfolgte mit dem am Fraunhofer ISE entwickelten Tool REMod-D – Erneuerbares Energiesystem-Modell Deutschland [8, 19]. Dieses Tool wurde eigens dafür entwickelt, um für Deutschland in frei wählbaren Szenarien kostenoptimierte Transformationspfade des heutigen Energiesystems hin zu einem Energiesystem im Jahr 2050 zu analysieren. Die Zielfunktion des Optimierers ist dabei minimale kumulative Gesamtkosten für den in dieser Studie gewählten Zeitraum von 2020 bis 2050 zu erreichen. Durch das Tool werden in einer Simulation alle relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher so dimensioniert und eingesetzt, dass in jeder Stunde eines jeden Jahres die Energiebilanzen für das Gesamtsystem und jedes Subsystem kostenoptimal erfüllt werden, vgl. mit Abbildung 3-1, wobei ebenfalls in jedem Jahr die maximal erlaubte Obergrenze an CO₂-Emissionen gemäß des Klimaschutzplans der Bundesregierung [1] eingehalten werden muss.

Grundlage des Tools sind detailliert recherchierte Datensätze, die für alle Technologien in den betrachteten Sektoren (Stromerzeugung, Wärme, Verkehr und Industrie) heutige und zukünftige Werte für Parameter wie bspw. Anschaffungskosten, Wirkungsgrad, Lebensdauer, Wartungs- und Sanierungskosten beinhalten.

 **Abbildung 3-1: Schematischer Aufbau des Modells REMod-D**



Betrachtete Szenarien

Tabelle 3-1 fasst alle sechs der in dieser Studie betrachteten Szenarien zusammen. Als Startpunkt dienen die Randbedingungen und der Referenzparametersatz der IEK2050-Studie [17], welche durch umfangreiche Rechercharbeiten des Beirats der IEK2050-Studie zusammengetragen wurden. Auf Basis dieser Daten wird in den beiden Start szenarien S0-85 und S0-95 der Einfluss der CO₂-Minderungsziele für das Jahr 2050 (–85 % vs. –95 %) auf den zukünftigen Wasserstoffbedarf und damit die benötigte installierte Elektrolysekapazität untersucht. Zusätzlich ist in dem Szenario S0-95 die Möglichkeit gegeben, Wasserstoff auch aus dem Ausland zu importieren.

Tabelle 3-1: Szenarienübersicht

Kurzbezeichnung	Beschreibung	Technologieentwicklung	Kosten	CO ₂ -Reduktion bis 2050	Modellversion
S0-85	Startszenario ohne H ₂ -Import	Beirat IEK2050	Beirat IEK2050	85 %	Basis
S0-95	Startszenario mit H ₂ -Import	Beirat IEK2050	Beirat IEK2050	95 %	Basis
S1	HTEL-Szenario	Zentral	Zentral	85 %	Abwärme
S2	Konservatives NT-Szenario	Konservativ	Konservativ	85 %	Basis
S3	Referenzszenario (AEL/PEMEL/HTEL)	Zentral	Zentral	85 %	Basis
S4	Referenzszenario (AEL/PEMEL/HTEL) mit Rampen	Zentral	Zentral	85 %	Ramping

In den weiteren Szenarien S1, S2, S3 und S4 wird dieser Referenzparametersatz um eine genauere Betrachtung der drei Elektrolysetechnologien ergänzt. Basis hierfür sind die eigenen Rechercharbeiten und Umfragen zu den technischen und ökonomischen KPIs, wie sie auszugswise in Abschnitt 2 vorgestellt und in der Langfassung ausführlich erläutert sind. Dabei werden in den vier weiteren Szenarien sowohl das unterschiedliche Betriebsverhalten als auch unterschiedliche Projektionen der Kosten- und Technologieentwicklung berücksichtigt:

- Im Szenario S1 wird nur die Hochtemperatur-Elektrolyse betrachtet unter Berücksichtigung des in Deutschland verfügbaren Abwärmepotenzials (größer 200 °C) zur Erzeugung des benötigten Wasserdampfes. Der zentrale Entwicklungspfad für die Technologie und Kosten beruht dabei auf den Mittelwerten der Datenerhebung für die HT-Elektrolyse gemäß Abschnitt 2. Aufgrund des geringen elektrischen Energiebedarfs der HT-Elektrolyse, sowie des substantiellen Kostenreduktionspotenzials in der Umfrage für die HT-Elektrolyse illustriert dieses Szenario eine insgesamt sehr progressive Technologieentwicklung.
- Im Gegensatz dazu stellt das Szenario S2 einen konservativen Ansatz dar: Es wird davon ausgegangen, dass sich die HT-Elektrolyse nicht durchsetzen kann und die weitere Entwicklung der NT-Elektrolyse (Mix aus AEL und PEMEL) nur schleppend verläuft. Dazu werden für die benötigten Parameter die Mittelwerte abzüglich der einfachen Standardabweichung angenommen.
- Das Szenario S3 nimmt eine zentrale, möglichst plausible Entwicklung aller drei Technologien gemäß der Mittelwerte aus Abschnitt 2 an, wobei bis zum

Jahr 2050 ein Verhältnis an installierter Elektrolyseleistung von 40 % AEL zu 40 % PEMEL zu 20 % HTEL erreicht wird. Die gewichteten Parameter der Stützjahre 2017, 2030 und 2050 für die Modellierung können der Tabelle 3-2 entnommen werden.

- Das Szenario S4 entspricht dem Szenario S3, jedoch wird hier in einer Modellerweiterung das dynamische Anfahr- und Abfahrverhalten der im Modell abgebildeten Technologien berücksichtigt, verbunden mit angepassten Parametern, beispielsweise für den Wirkungsgrad von Kraftwerken während der Anfahrphase.

Tabelle 3-2: Parametrierung des zentralen Szenarios S3

Parameter	Einheit	2017	2030	2050
Wirkungsgrad	[% _(Heizwert)]	64,3	65,5	72,2
CAPEX	[€/kW]	776	613	495
M/O	[% CAPEX/a]	3,5	3,3	3,9
Lebensdauer	[a]	26,8	25,3	28,1

Ausgewählte Ergebnisse der Szenarien zum Wasserstoff- und Elektrolysebedarf

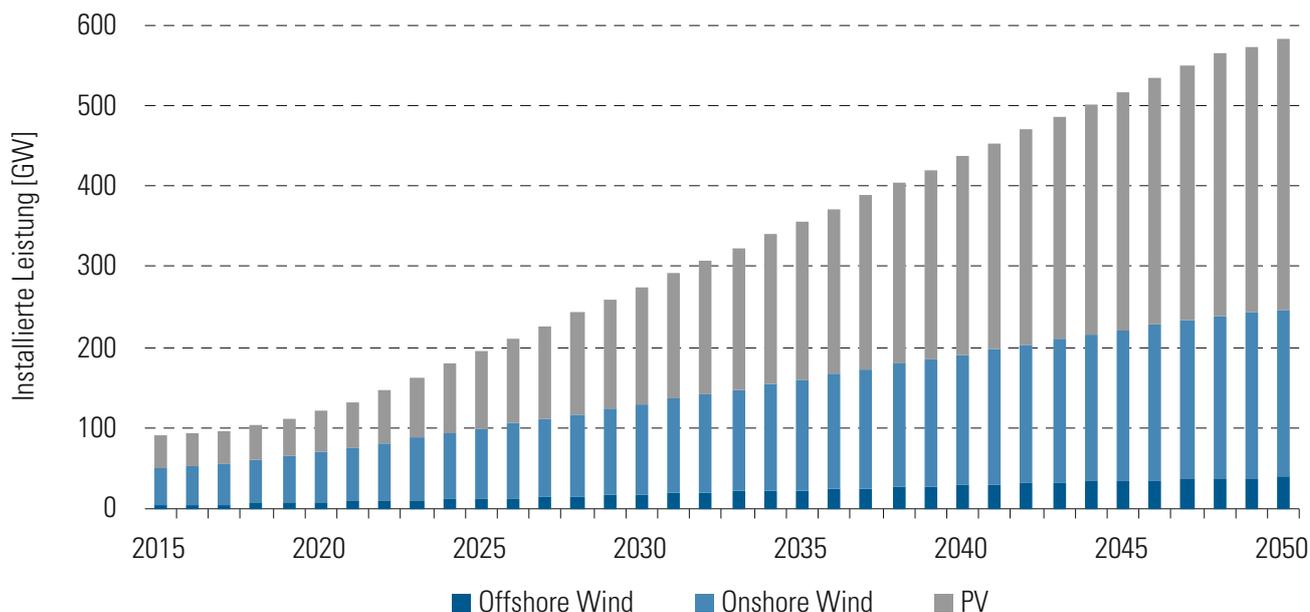
Zentrale Ergebnisse der sechs Szenarien werden in diesem Abschnitt vorgestellt. Für eine bessere Verständlichkeit werden zuerst ausgewählte Resultate des mittleren Szenario S3 präsentiert. Es ist dabei zu beachten, dass der Energiegehalt des Wasserstoffs in dieser Studie durchgehend auf den Heizwert (LHV) bezogen wird.

Mit der Maßgabe sinkender CO₂-Emission erfolgt in Deutschland ein sukzessiver Umbau des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050, u. a. durch Stilllegung fast aller Kohlekraftwerke und des Aufbaus zusätzlicher Stromerzeugungsleistung vor allem durch flexible Wasserstoff- und Methan-Gasturbinen. Die zunehmende Elektrifizierung des gesamten Energiesystems wird aber vor allem durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien wie Photovoltaik (PV) und Wind ermöglicht, vgl. mit Abbildung 3-2. Ausgehend von einer heutigen, kumulierten installierten Leistung von knapp 100 GW zeigt sich hier über alle Szenarien hinweg eine Zunahme um den Faktor 5 bis 6. Das Verhältnis der ca. 600 GW installierten Leistung von PV zu Wind (onshore) zu Wind (offshore) im Jahr 2050 ergibt sich dabei als 9 zu 5 zu 1.

Gekoppelt an den deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien ab dem Jahr 2020 etabliert sich ebenfalls Wasserstoff als Energieträger mit signifikanten Zubauraten an Elektrolyseanlagen ab den 2020er Jahren, siehe Abbildung 3-3. Die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse spielt dabei in allen Szenarien eine dominante Rolle gegenüber anderen Wasserstoffherzeugungsverfahren wie beispielweise der Herstellung aus Biomasse. Ausgehend von einer installierten Leistung von ca. 1 GW im Jahr 2022 steigt im mittleren Szenario S3 der Elektrolysebedarf auf ca. 200 GW bis zum Jahr 2050.



Abbildung 3-2: Entwicklung der fluktuierenden, erneuerbaren Energien (S3)



Die wichtigsten Ergebnisse für die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 in Zahlenwerten sind noch einmal in Tabelle 3-3 zusammengefasst. Bei der Berechnung der durchschnittlichen Zubauraten wird das Jahr 2017 als Bezugsjahr verwendet.

Tabelle 3-3: Zusammenfassung der Ergebnisse für S3 (Bandbreite über alle sechs Szenarien in Klammern)

Kennzahl	Einheit	2020	2030	2050
H ₂ -Nachfrage	[TWh]	0	78 (74–138)	294 (261–705)
Installierte EL-Leistung	[GW]	0,32 (0–1)	44 (–71)	213 (137–275)
Ø Zubaurate (Bezug: 2017)	[GW/a]	0,1 (0,0–0,2)	3,4 (0,5–5,4)	6,4 (4,2–8,3)
Speicherkapazität	[TWh]	0,8 (0,0–1,4)	19 (9–33)	96 (59–139)

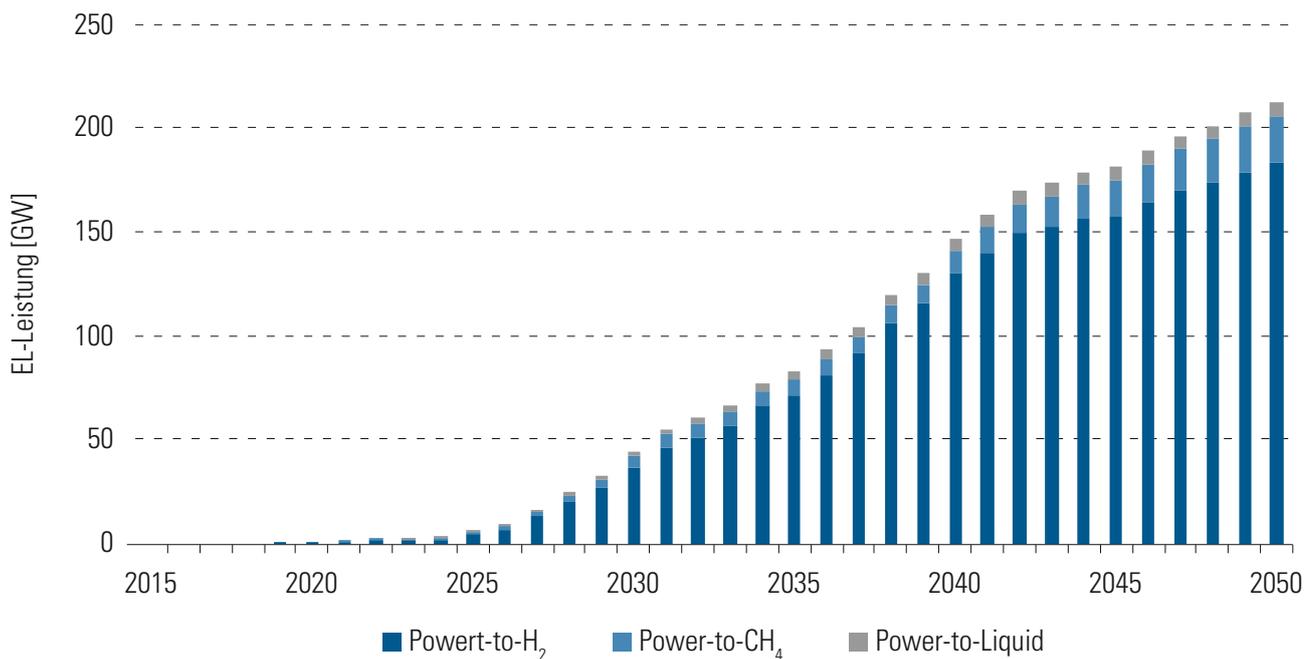
Ein Vergleich aller Szenarien zeigt eine Bandbreite bei der installierten EL-Gesamtleistung im Jahr 2050 von 137 bis 275 GW, vgl. mit Tabelle 3-3. Das Szenario S0-95 weist hierbei die geringsten Werte aus, da es sich um ein H₂-Import-Szenario mit nutzbaren H₂-Erzeugungskapazitäten im Ausland handelt. Es wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass in den anderen fünf Szenarien der Import von Wasserstoff aus dem Ausland nicht vorgesehen ist. Somit muss der zur Erreichung der deutschen CO₂-Minderungsziele notwendige Bedarf an Wasserstoff in Höhe von mehreren 100 TWh vollständig durch in Deutschland verfügbare Elektrolyseure erzeugt werden. Dies führt zu verhältnismäßig hohen Elektrolysekapazitäten im Jahr 2050. Im Sinne einer Maximalabschätzung der Auswirkungen auf die Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland ist dieser Ansatz mit Blick auf die Fragestellung dieser Studie jedoch gerechtfertigt. Letztendlich kann an dieser Stelle nicht vorhergesagt werden, welches der Szenarien eher die Realität treffen wird, da sich aktuell der zukünftige Transformationsweg noch nicht ableiten lässt und auch das

zukünftige Marktdesign und die regulatorischen Rahmenbedingungen vorerst unklar bleiben. Es wird an dieser Stelle zur Weiterführung der Diskussion auf die IEK2050-Studie verwiesen [17].

Zwischen 2017 und 2050 ergeben sich durchschnittliche Zubauraten von ca. 4 bis 8 GW/a (6,4 GW/a in S3), siehe Tabelle 3-3. Die weitergehende Betrachtung der benötigten Komponenten und kritischer Herstellverfahren wurde basierend auf den Zubauzahlen im zentralen Szenario S3 durchgeführt.



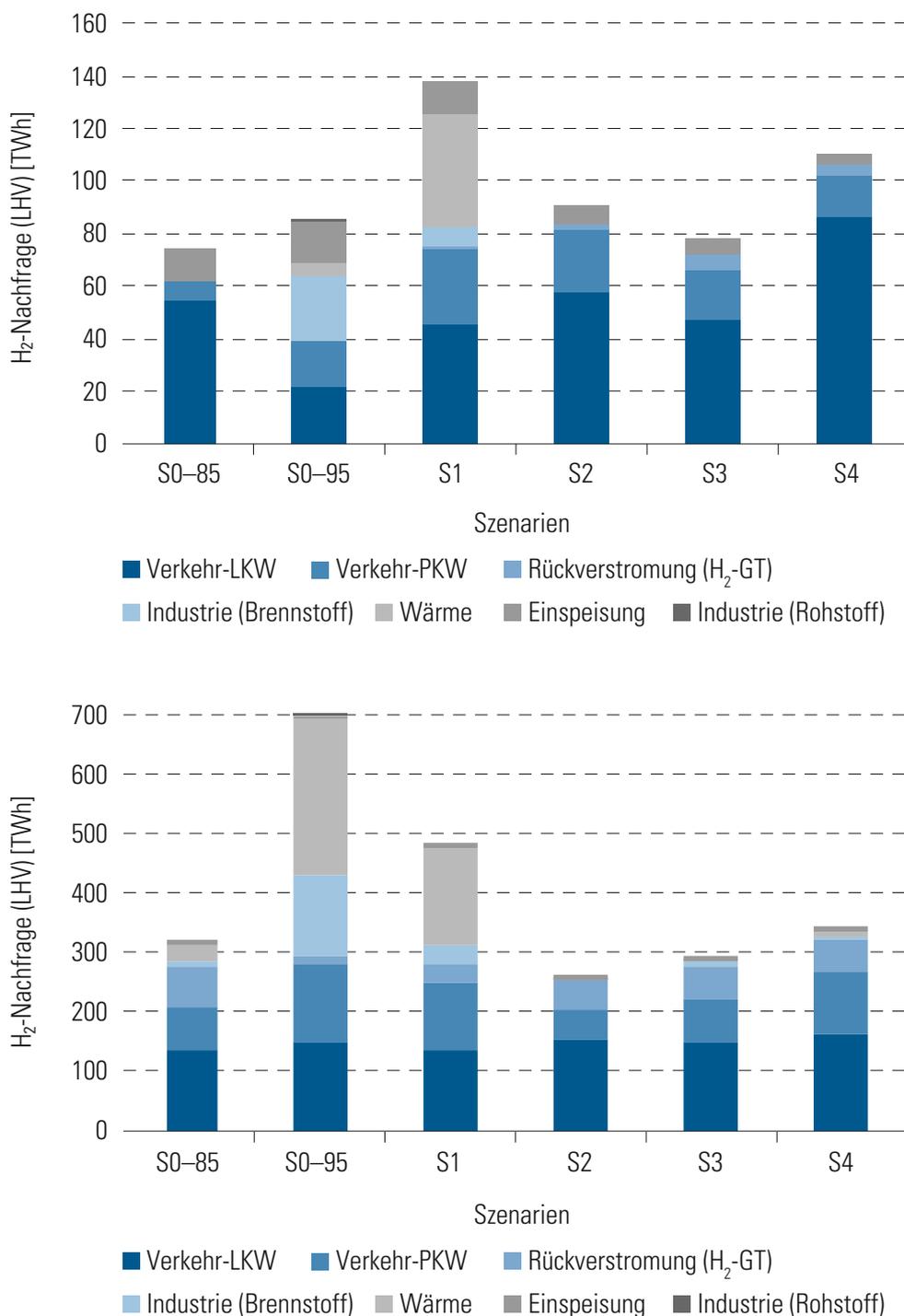
Abbildung 3-3: Entwicklung der installierten Elektrolyseleistung in Szenario S3



Neben der Frage, mit welchen Ausbaukorridoren für die installierte Elektrolysekapazität bis zum Jahre 2050 zu rechnen ist, soll mit der Szenarienbetrachtung auch die Frage beantwortet werden, in welchen Sektoren welche Wasserstoffnachfrage auftritt. Hierzu werden die Szenarien für die Stützjahre 2030 und 2050 vergleichend analysiert. Wie der Abbildung 3-4 entnommen werden kann, wird der überwiegende Anteil an installierter Elektrolysekapazität zur Deckung der direkten Wasserstoffnachfrage benötigt. Unter den Rahmenbedingungen des Modells spielt die Nutzung des durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs für die Weiterverwendung in den sogenannten Power-to-Liquid- und Power-to-CH₄-Ansätzen nur eine untergeordnete Rolle.

In Abbildung 3-4 ist nach Szenarien aufgeschlüsselt, wie sich der zur direkten Nutzung erzeugte Wasserstoff (Power-to-H₂) auf die einzelnen Sektoren aufteilt. Bei der im Vergleich zu heute massiven Zunahme der Wasserstoffnachfrage ergibt sich in der Entwicklung bis zum Jahr 2050 über alle Szenarien ein Korridor von rund 300 bis 700 TWh.

Abbildung 3-4: Bilanzanalyse 2030 (oben) und 2050 (unten) im Vergleich – Sektorale Verteilung der direkten Wasserstoffnachfrage, d.h. ohne Wasserstoffbedarf für Power-to-CH₄ und Power-to-Liquid



Die Sektorenanalyse zeigt, dass Wasserstoff in der Verteilung der Nachfrage mit abnehmender relativer Tendenz Richtung 2050 hauptsächlich im Verkehr nachgefragt wird. Im Zuge der Elektrifizierung der Antriebsstränge innerhalb des Verkehrs kommt die Wasserstoffnachfrage dabei überwiegend aus dem LKW-Bereich. Aber auch im PKW-Bereich gewinnt Wasserstoff bis zum Jahr 2050 sowohl relativ als auch absolut gesehen an Bedeutung. Besonders deutlich zeigt sich diese Tendenz im Szenario S0-95, wo hohe CO₂-Minderungsziele und die preiswerte Verfügbarkeit

von Wasserstoff aus Importen als Treiber genannt werden können, und im Szenario S1, in dem durch den geringen elektrischen Energieeinsatz je kg Wasserstoff (wegen 100 % HTEL) besonders niedrige Wasserstoffkosten erzielt werden. Andererseits bleibt der Schwerlastverkehr (LKW) vor allem mittelfristig bei Berücksichtigung der Dynamiken im Energiesystem (S4) und langfristig bei konservativer Technologieentwicklung (S2) dominierend. Es ist hier zu beachten, dass die Kraftstoffversorgung der Luft- und Schifffahrt per Definition in keinem der untersuchten Szenarien mit reinem Wasserstoff erfolgt, sondern laut Vorgabe im Modell mit flüssigen Kraftstoffen.

Die Nachfrage der Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz nimmt vom Jahr 2030 nach 2050 zugunsten der Rückverstromung über Wasserstoff-Gasturbinen (H2-GT) ab. Im Bereich der Wärmeversorgung und Industrie (in Form von Brennstoff basierten Prozessen) kann sich Wasserstoff bereits 2030 bei hohen Wirkungsgraden (S1) bzw. Wasserstoffimporten (S0-95) etablieren. Im Bereich der Wärmeversorgung verstärkt sich diese Tendenz bis zum Jahr 2050 vor allem durch höhere CO₂-Ziele (S0-95).

Zwar weisen einzelne Elektrolysetechnologien (AEL, PEMEL, HTEL) bestimmte anwendungsspezifische Vorteile auf. Aufgrund der insgesamt jedoch vergleichsweise geringen Unterschiede wird davon ausgegangen, dass der Technologiewettbewerb letztlich vor allem ein Kostenwettbewerb sein wird. Dies deckt sich auch mit den Einschätzungen der befragten Anwender, wonach keine generelle Präferenz bestimmter Technologien in einzelnen Sektoren möglich ist.

4 Entwicklung des Elektrolysebedarfs in der Literatur und aus Anwendersicht

In der vorhandenen Literatur, welche sich mit Energiesystemanalysen auseinandersetzt, besteht weitgehend Konsens darüber, dass zur Erreichung ambitionierter Klimaziele die Wasserelektrolyse eine Schlüsseltechnologie darstellt. Die Bandbreite, vgl. mit Abbildung 4-1, des künftigen Bedarfs an installierter Elektrolysekapazität (ausgedrückt in Gigawatt elektrische Anschlussleistung) geht allerdings je nach Studie weit auseinander, vgl. mit [2, 7–14, 18, 24–27]. Insbesondere die getroffenen Annahmen zu folgenden Randbedingungen sind dabei ausschlaggebend:

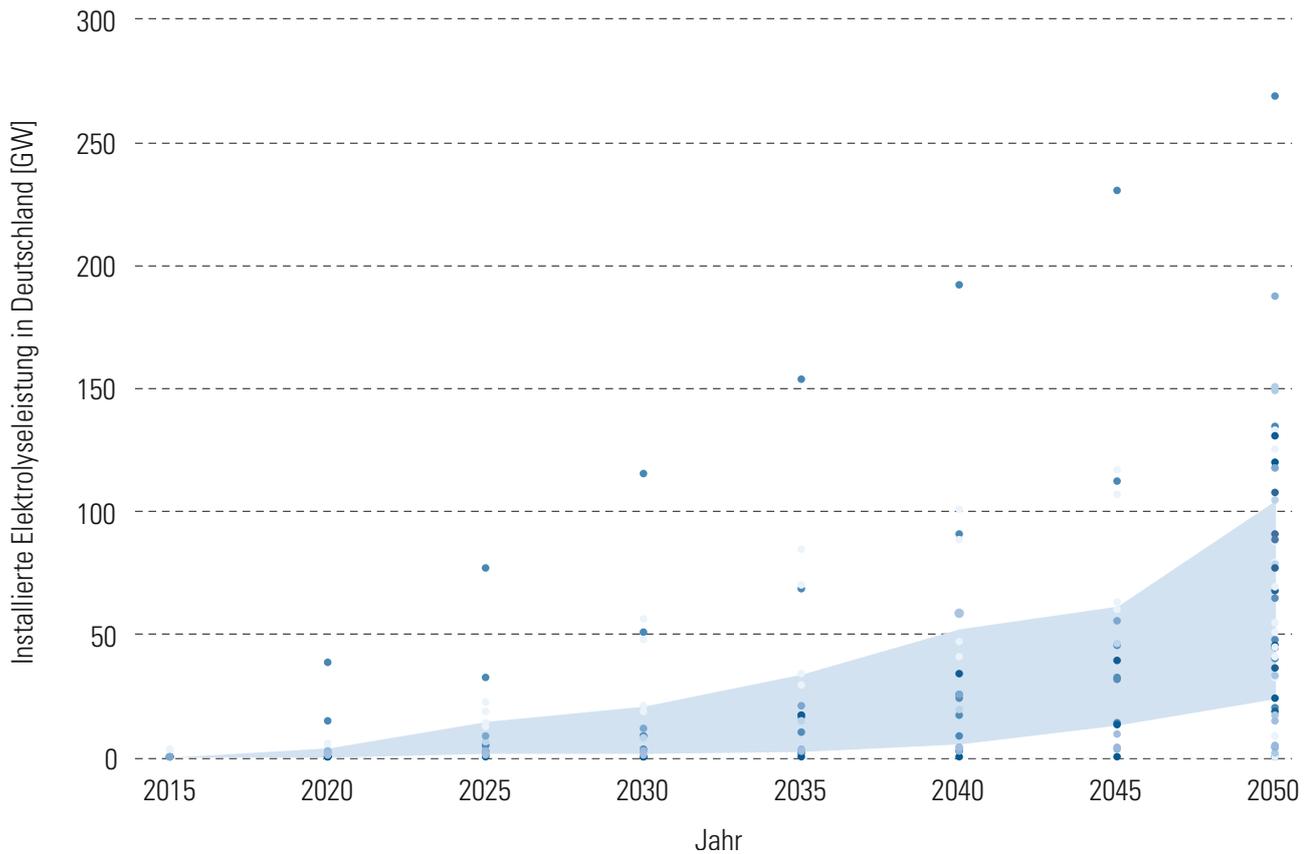
- Umfang des Stromausgleichs mit Nachbarländern zum saisonalen Ausgleich,
- Möglichkeit und Ausmaß von Importen erneuerbarer Kraftstoffe,
- Entwicklung der batterieelektrischen Mobilität,
- Ausbautempo von Windkraft und Photovoltaik,
- Möglichkeit und Ausmaß des Einsatzes der CCS-Technologie (CO₂-Abscheidung und -Speicherung).

Die Modellergebnisse aus der vorliegenden Studie mit einem Ausbaukorridor von 137 bis 275 GW Elektrolysekapazität in Deutschland im Jahr 2050, siehe Abschnitt 3, erscheinen im Vergleich zu anderen Untersuchungen unter den gewählten Rahmenbedingungen plausibel. Zwar finden sich in der Literatur auch Ergebnisse mit langfristig deutlich geringerem Bedarf an Elektrolysekapazität in Deutschland, allerdings werden dann meist große Mengen an importierten, erneuerbaren Kraftstoffen vorausgesetzt, um die deutschen Klimaziele zu erreichen. Die Herstellung dieser Kraftstoffe im Ausland generiert jedoch letztlich einen vergleichbaren Bedarf an Elektrolysekapazität, nur dass diese sich nicht in Deutschland befindet. Mit Blick auf die notwendigen Hochskalierungen in der (internationalen) Elektrolyseindustrie ist es jedoch unerheblich, in welches Land die Elektrolyseanlagen geliefert werden.

Die Modellierungsergebnisse und der Literaturüberblick wurden zusätzlich durch ausführliche Experteninterviews mit Marktakteuren von der Anwenderseite komplettiert, um den zu erwartenden Markthochlauf in den kommenden Jahren besser einschätzen zu können. Es wurden Vertreter aus folgenden Branchen befragt:

- Energieversorgungsunternehmen (Strom und Gas),
- Anbieter und Logistiker von Industriegasen,
- Akteure im Bereich Wasserstoffbetankungsinfrastruktur,
- Initiativen aus dem Bereich industrielle Wasserstoffnutzung,
- Verbände aus dem Bereich Sektorkopplung und Gasnetze.

Abbildung 4-1: Installierte Elektrolyseleistung (oder Äquivalent) in Deutschland aus den erfassten Szenarien der Literatur [2, 7–14, 18, 24–27], Bereich zwischen 25 und 75% Quantil durch Fläche hervorgehoben.



Zentrale Kernaussagen und Einschätzungen, die aus diesen Befragungen gewonnen werden konnten, lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Elektrolysetechnologie ist bereit für den Markthochlauf.
- Seitens der Anwender besteht keine Präferenz für bestimmte Elektrolysetechnologien, mögliche Marktaktivierungsmaßnahmen sollten technologieoffen gestaltet werden.
- Strombezugskosten, bzw. die Belastung von Strombezug mit Abgaben, Umlagen und Steuern gelten als Haupthindernis für wettbewerbsfähige Anwendungsfälle und den Markthochlauf der Wasserelektrolyse.
- Wasserstoff aus Elektrolyseanlagen sollte nicht nur dann als erneuerbar gelten, wenn dazu in direkter Kopplung Wind- und PV-Strom eingesetzt wird, sondern auch, wenn erneuerbarer Strom mittels Herkunftsnachweisen über das Netz bezogen wird.
- Der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff im Gasnetz kann langfristig ein wichtiger Bestandteil der Dekarbonisierung des Wärmesektors sein.

Die Nachfrageentwicklung nach erneuerbarem Wasserstoff in den nächsten Jahren und die Entstehung von frühen Märkten werden von den befragten Akteuren durchaus unterschiedlich eingeschätzt. Manche sehen die Brennstoffzellenmobilität als den ersten größeren Markt für grünen Wasserstoff, andere gehen davon aus, dass

die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen erste größere Bedarfe an Elektrolysekapazität generieren wird. Daneben sehen einige Akteure die Substitution von konventionellem Wasserstoff in der chemischen Industrie und in Raffinerien als erste wirtschaftliche Anwendungen für große Elektrolyseure.

Sofern ab dem Jahr 2021 attraktive, regulatorische Rahmenbedingungen als Folge der zweiten europäischen Renewable Energy Directive (RED2) gesetzt werden, könnte der Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerien in der Tat den möglichen Anschlag zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse geben.

Die Modellierungsergebnisse in der vorliegenden Studie zielen auf einen raschen Ausbau der Wasserstoffmobilität in den kommenden Jahren ab, was vor allem auch durch die Einhaltung der Klimaschutzziele bereits in den 2020er Jahren getrieben ist. Dies würde bspw. bis Mitte der 2020er Jahre eine installierte Elektrolyseleistung von ca. 6 GW erfordern (gemäß Szenario S3). Aus Akteursicht wird das allerdings für unwahrscheinlich gehalten, da für einen zeitnahen massiven Ausbau der Brennstoffzellenmobilität drastische regulative und politische Maßnahmen umgesetzt werden müssten, was derzeit jedoch nicht absehbar ist.

Mit Blick auf die 2030er Jahre besteht dagegen Konsens über die Notwendigkeit eines jährlichen Elektrolysezubaus in Deutschland von mehreren Gigawatt Leistung (oder alternativ im Ausland, sofern erneuerbare Kraftstoffe importiert werden). Ferner besteht Konsens, dass zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland, insbesondere auch im Verkehrssektor bedeutende Mengen an grünem Wasserstoff (oder Folgeprodukte davon) benötigt werden.

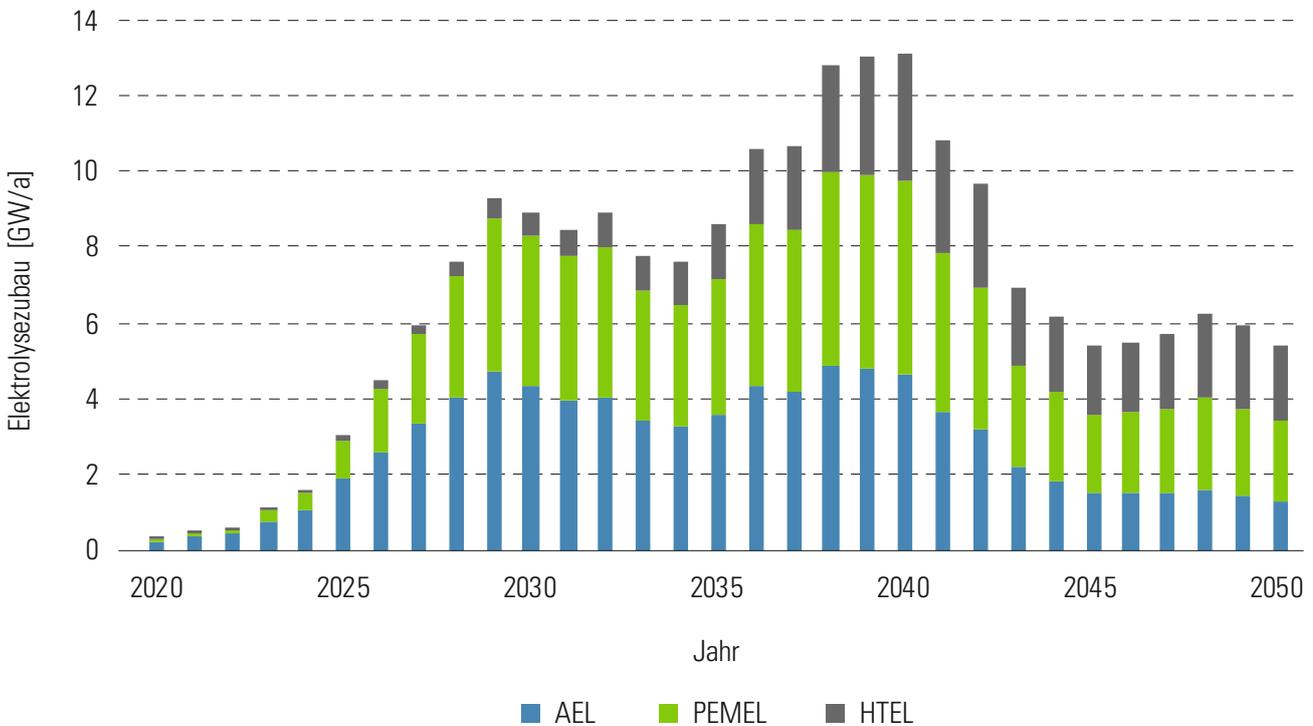
5 Entwicklung des Komponentenbedarfs und der Fertigungsverfahren

Zukünftiger Komponentenbedarf

Eine künftige marktdominierende Rolle bestimmter Elektrolysetechnologien ist aus heutiger Sicht nicht absehbar, da allen drei betrachteten Technologien das Potenzial beigemessen wird, am Markt miteinander konkurrieren zu können, vgl. auch mit Abschnitt 2. Da der heutige Entwicklungsstand der einzelnen Technologien jedoch unterschiedlich ist, wurde ein plausibler Verlauf der Marktanteile erstellt, welcher auf der Annahme beruht, dass im Jahr 2050 die installierte Kapazität zu 40 % aus alkalischer, zu 40 % aus PEM- und zu 20 % aus HT-Elektrolyseanlagen bestehen wird. Dies stellt wohlgermerkt keine Marktprognose dar, sondern dient rein dazu, die künftigen Komponentenbedarfe der einzelnen Technologien in ihrer Größenordnung zu bestimmen. Durch Kombination der angenommenen Marktanteilentwicklung und dem Szenario S3 aus der Energiesystemmodellierung resultiert ein Bedarf in GW pro Jahr je Technologie, siehe Abbildung 5-1. Dieser wurde dann in den Bedarf an einzelnen Komponenten umgerechnet (z. B. Membranfläche, Anzahl von Stacks, Menge an Bipolarplatten). Die detaillierten Annahmen für diese Umrechnung sind in der Langfassung enthalten.



Abbildung 5-1: Jährlicher Zubau in GW nach Technologie in Szenario S3 (es sind die jeweils über drei Jahre geglätteten Zubauraten angegeben).



Bewertung der Herstellverfahren kritischer Komponenten

Mit Blick auf den prognostizierten starken Anstieg des Zubaus an Elektrolyseleistung und folglich steigender Komponentenbedarfe in den kommenden Jahren wurden die jeweiligen Herstellverfahren auf kritische Aspekte und ihre wirtschaftliche Skalierbarkeit geprüft. Zur Identifikation hinsichtlich ihrer Herstellung kritischer Komponenten wurde die Methode der Nutzwertanalyse angewandt. Diese stellt im Wesentlichen eine multikriterielle Bewertung der Herstellverfahren und deren Reaktionsfähigkeit auf stark ansteigende Bedarfe dar. Die Kriterien wurden anhand geschlossener Fragen in einer Expertenrunde diskutiert und anschließend mittels einer binären Skala bewertet. Die summierte Punktzahl der einzelnen Kriterien gibt letztlich Aufschluss über die Kritikalität der jeweils betrachteten Komponenten. Eine hohe Punktzahl impliziert dabei eine hohe Kritikalität. Die Beurteilung der drei Elektrolysetechnologien mit der Nutzwertanalyse führte zu dem Resultat, dass nahezu ausschließlich Komponenten auf der Stackebene als potentiell kritisch bezüglich ihrer Fertigung identifiziert wurden, siehe Tabelle 5-1. Das Ergebnis wurde in einem Expertenworkshop mit Akteuren aus der Branche diskutiert und bestätigt.

Eine umfassende Recherche potenziell möglicher Herstellverfahren für die einzelnen, durch die Nutzwertanalyse als besonders kritisch bewerteten Komponenten ermöglichte anschließend eine Auswahl und nähere Analyse von skalierbaren Prozessen. Dadurch sollten potenzielle Engpässe in der Wertschöpfungskette von Elektrolyseuren identifiziert werden.

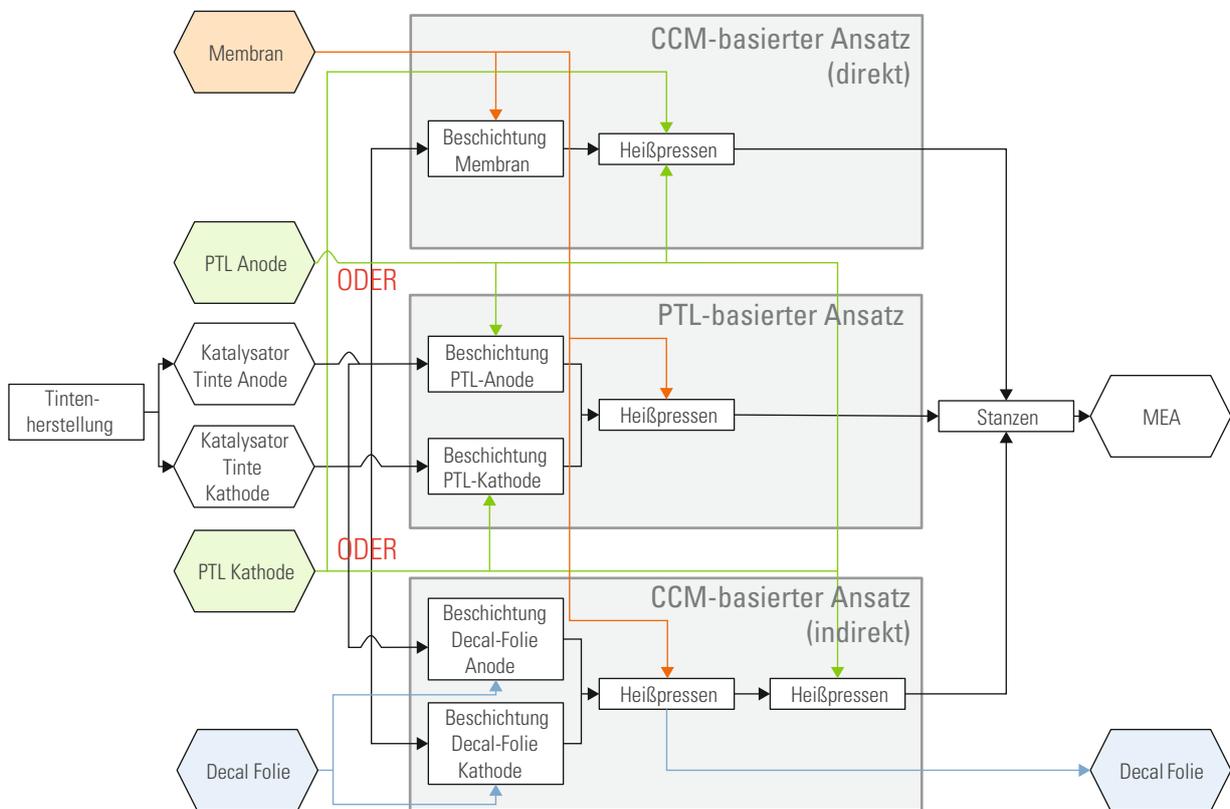
Tabelle 5-1: Resultat der Nutzwertanalyse zur Identifikation kritischer Komponenten hinsichtlich ihrer Fertigung. Je höher die Punktzahl, desto kritischer die betrachtete Komponente.

Technologie	Komponente	Punktzahl
AEL	Diaphragma	6
	Anode	4
	Kathode	4
	Leistungselektronik	5
PEMEL	Stack	7
	MEA	10
	PTL Anode	8
	Bipolarplatte	8
	Beschichtungsmaterial BPP	7
	Membran	8
HTEL	Stack	9
	EEA	9
	Interkonnektor	10
	Festelektrolyt	9
	Anode	9
	Kathode	9
	Thermisches und fluidisches Management	9

Beispielhaft wird diese Herangehensweise im Folgenden für die Komponente Membran-Elektroden-Einheit (MEA) eines PEM-Elektrolyseurs dargestellt. Die gängigsten Prozesswege zur Herstellung von MEAs sind in Abbildung 5-2 zusammengefasst. In Gesprächen mit Herstellern stellte sich der indirekte CCM-basierte Ansatz als bevorzugte Variante heraus. Dieser wird dank der einfach einstellbaren Prozessparameter sowie beständiger Qualitäten des Endproduktes aktuell im industriellen Umfeld bevorzugt. Durch den Nichtgebrauch einer Decal-Folie im direkten CCM-basierten Ansatz sind zwar Kosteneinsparungen möglich, jedoch verhindern Qualitätsprobleme und Schwierigkeiten in der Prozessführung derzeit die Nutzung dieses Verfahrens in einer großmaßstäblichen Produktion. Der Auftrag der Katalysatorfarbe ist in beiden Fällen mit kontinuierlichen Siebdruck-, Raketel- oder Schlitzdüsenverfahren möglich [5].



Abbildung 5-2: Schematische Darstellung der wichtigsten Herstellverfahren für Membran-Elektroden-Einheiten der PEM-Elektrolyse

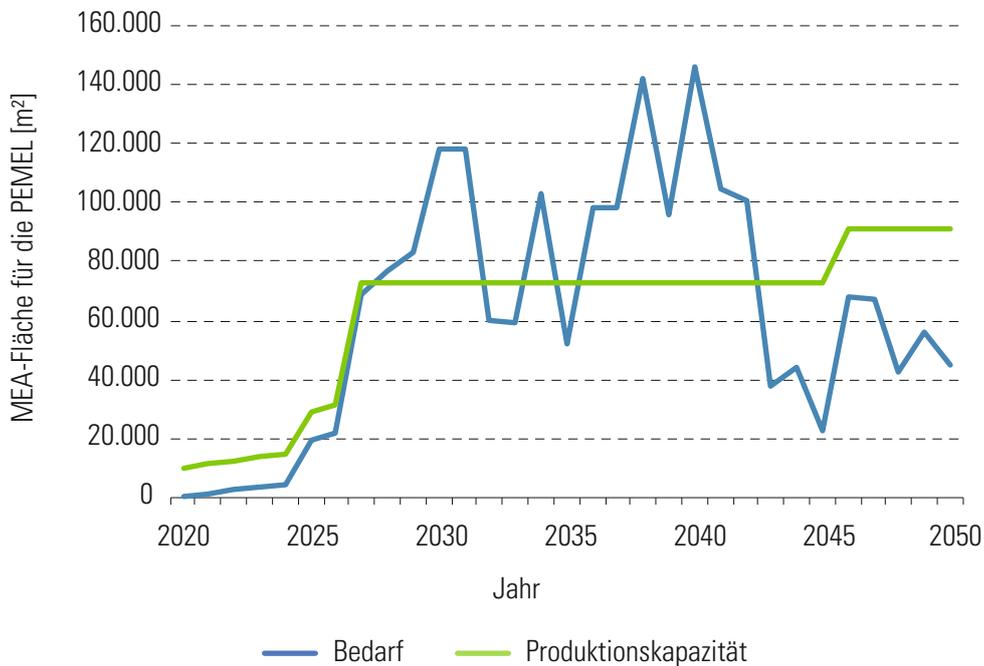


Zur Bewertung der Skalierbarkeit und einer überschlägigen Abschätzung notwendiger Investitionsvolumina wurden für diesen Prozessweg Kapazitäten exemplarischer Herstanlagen in das Verhältnis mit der künftigen Nachfrage gesetzt, siehe Abbildung 5-3. Um dabei einen sinnvollen Zubau der Produktionskapazität zu ermitteln, wurden die aus dem Modell resultierenden jährlichen Komponentenbedarfe (blaue Linie) unter Minimierung der Über- und Unterkapazitäten und bei gleichzeitiger Deckung der Gesamtbedarfe geglättet (grüne Linie).

In Analogie zu der hier vorgestellten Herangehensweise zur Betrachtung von Herstellverfahren für Membran-Elektroden-Einheiten werden in der Langfassung weitere Herstellverfahren kritischer Komponenten betrachtet und diskutiert.



Abbildung 5-3: Membranbedarf und Produktionskapazität zur Herstellung von Membran-Elektroden-Einheiten für die PEM-Elektrolyse.



Bei der Analyse der Bedarfsdeckung wurde allgemein deutlich, dass sämtliche als kritisch eingestuft Komponenten bereits mit heutigen technologischen Mitteln in großen Mengen hergestellt werden können. Da die benötigte Maschinen- und Anlagentechnik in anderen industriellen Produktionsprozessen Verwendung findet, existieren schon heute Anlagen mit entsprechend großer Kapazität, oder können vergleichsweise einfach zugebaut werden. Obwohl bis 2050 ein enormer Anstieg der installierten Elektrolysekapazität in Deutschland prognostiziert wird, stellen die Bedarfe der einzelnen Komponenten demnach aus produktionstechnischer Sicht keine großen Herausforderungen dar. In Tabelle 5-2 sind Kapazitäten exemplarischer Herstellenanlagen dargestellt, die in der Lage sind, den jeweiligen Produktionsprozess einzelner Komponenten abzudecken. Daraus kann ein relativ geringer Investitionsbedarf zur Deckung der Komponentenbedarfe der Stichjahre 2030 und 2050 abgeleitet werden. Die Zulieferindustrie ist folglich in der Lage, schnell und flexibel auf Nachfragesprünge reagieren zu können, insbesondere sofern kontinuierlicher Bedarfszuwachs über mehrere Jahre vorhersehbar ist. Dies deckt sich mit den Rückmeldungen aus der Branchenbefragung. So sehen sich die Zulieferer meist bereits gut auf eine Erhöhung der Produktion vorbereitet. Neben den genannten Aspekten ist zudem mit Synergie- und Skaleneffekten zu rechnen. Die Baugleichheit diverser Komponenten von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen (v. a. im Bereich der Hochtemperatur-Technologie) ermöglicht beispielsweise die Nutzung gleicher

Produktionsinfrastruktur für unterschiedliche Produkte. Eine hohe Auslastung entsprechender Produktionsanlagen kann somit durch ein taktisch gewähltes Produktportfolio gewährleistet werden.

Tabelle 5-2: Übersicht des künftigen Bedarfs kritischer Komponenten sowie geeigneter Herstellverfahren und deren üblicher Fertigungskapazität

Technologie	Komponente	Bedarf 2030 [m ² /a]	Bedarf 2050 [m ² /a]	Herstellverfahren (kommerzieller Maßstab)	Kapazität pro Herstellungsanlage [m ² /a]
AEL	Diaphragma	310.000	310.000	Foliengießen	> 1.000.000
	Elektroden	520.000	520.000	Schnitt-Stanzen/Plasma-spritzen	79.200
PEMEL	MEA	73.000	92.000	Indirekter CCM-Ansatz	< 3.000.000
	BPP	73.000	92.000	Hydroforming PVD	300.000
	PTL Anode	63.000	63.000	Schnitt-Stanzen/Widerstandsschweißverfahren	79.200/3.300
HTEL	Stack	1.900.000 [Zellen Stk./a]	6.000.000 [Zellen Stk./a]	Manuelle Montage	100.000 [Zellen Stk./MA/a]
	Interkonnektor	81.000	235.000	Hydroforming	300.000
	EEA	81.000	235.000	Sinter/Foliengießen	> 1.000.000

Automatisierung der Stack-Produktion

Nachdem im vorherigen Abschnitt dargelegt wurde, dass bereits heute geeignete Herstellverfahren für alle als kritisch eingestuften Komponenten verfügbar sind, soll in diesem Abschnitt als Beispiel für weitere Industrialisierungsschritte die Frage erörtert werden, ob und ab wann sich eine automatisierte Stackmontage rechnet. Dazu wurde ein erstes Konzept zur automatisierten Zellablage für Hochtemperatur-Stacks mit einer überschlägigen Rentabilitätsabschätzung erarbeitet. Die Rentabilität der Implementierung von automatisierten Prozessen ist im Allgemeinen stark abhängig von der Anzahl der sich wiederholenden Schritte. Die Stackfertigung der HT-Elektrolyse ist damit im Besonderen qualifiziert, da aufgrund der geringen Zellflächen im Vergleich zur alkalischen oder PEM-Elektrolyse (vgl. Abschnitt 2), eine hohe Anzahl an Zellen in Bezug auf die Wasserstoffkapazität zu montieren ist. Hochtemperatur-Stacks werden derzeit manuell montiert. Die einzelnen Zelllagen werden entsprechend von Hand auf der Endplatte abgelegt. Der damit verbundene erhebliche Kosten- und Zeitaufwand legt also bei einem Anstieg der Nachfrage Automatisierungslösungen nahe.

Um einen umfangreichen Überblick zu generieren, wurden zwei gängige Automatisierungskonzepte (parallel vs. seriell) auf die Stackmontage appliziert und beide Szenarien miteinander verglichen. Hierbei konnte die parallele Montage gegenüber der seriellen Montage als zu bevorzugende Variante identifiziert werden, da eine höhere Flexibilität und geringere Kosten bei gleichzeitig höherer Anlagenverfügbarkeit erzielt werden. Die Ablage der sieben Bestandteile einer HT-Zelle erfolgt

dabei direkt auf die untere Endplatte des Stacks unter Einsatz von zwei Sechs-Achs-Robotern, siehe Abbildung 5-4.

Der Vergleich der jährlichen Kosten (CAPEX und OPEX) einer manuellen gegenüber der automatisierten Montage von Hochtemperatur-Stacks zeigt geringere Kosten für die automatisierte Lösung auf. Entscheidend dafür ist der erhebliche Anstieg der Bedarfe ab Mitte der 2030er Jahre bis zum Ende des Betrachtungsrahmens im Jahr 2050. Während dieser Zeit streben die Kosten weit auseinander, bis im Jahr 2050 die jährlichen Kosten der automatisierten Lösung knapp bei der Hälfte der manuellen Montage liegen. Die maximal erwartete Anzahl benötigter Zellen pro Jahr kann dabei mit sieben der dargestellten Roboterzellen gedeckt werden. Zu erwähnen sei an dieser Stelle, dass sämtliche Kostenabschätzungen generell konservativ gewählt wurden und Automatisierungslösungen dementsprechend aller Voraussicht nach bereits früher zu bevorzugen sind. Eine detaillierte Analyse dieser Fragestellung wird empfohlen, wobei anzunehmen ist, dass individuelle Hersteller sich bereits mit der Wirtschaftlichkeit der Automatisierung auseinandersetzen.

Rohstoffkritikalität

Während die Herstellverfahren der Komponenten auch in der Akteursszene als unkritisch betrachtet werden, wird häufig die Verfügbarkeit bzw. die Kosten von bestimmten Materialien potenziell als problematisch mit Blick auf eine großmaßstäbliche Industrialisierung der Wasserelektrolyse gesehen. Neben Titan und dem Seltenerdmetall Scandium werden dabei insbesondere Platin und Iridium aus der Gruppe der Platinmetalle als kritisch genannt und daher in dieser Studie genauer betrachtet.

Dazu wurden neben einigen anerkannten Indikatoren der Kritikalitätsbewertung auch die jährlichen Förderraten und prognostizierten Bedarfe der einzelnen Rohstoffe für die Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland in zwei Szenarien betrachtet. Im konservativen Szenario verbleibt der spezifische Materialeinsatz je Kilowatt bis zum Jahr 2050 konstant auf heutigem Niveau, während er im innovativen Szenario exponentiell auf ein Niveau absinkt, welches in der Wissenschaft für grundsätzlich möglich gehalten wird. Eine detaillierte Vorstellung der Methodik und der Diskussion ist in der Langfassung zu finden.

Als Resultat der Analyse ergibt sich insbesondere für Iridium (PEMEL) und Scandium (HTEL) eine kritische Einschätzung, vgl. mit Tabelle 5-3. Dabei ist jedoch zu beachten, dass für die HT-Elektrolyse aktuell Konzepte genutzt werden, die ohne eine Scandium-Dotierung des Elektrolyts auskommen. Trotz kritischer Versorgungslage ist Scandium dementsprechend für die Industrialisierung der Wasserelektrolyse nur dann als kritisch zu bewerten, wenn die Hersteller künftig vermehrt auf

Abbildung 5-4: Komponentenablage bei einer parallelen Montage-Automatisierung von Hochtemperatur-Stacks



Scandium-Dotierungen setzen. Eine solche Entwicklung ist jedoch vom heutigen Standpunkt aus nicht absehbar.

Iridium hingegen gilt als wichtiges und schwer zu substituierendes Katalysatormaterial für die PEM-Elektrolyse. Eine gänzliche Substitution des Materials in Funktion des anodenseitigen Katalysators ist derzeit nicht absehbar. Während im konservativen Szenario bereits im Jahr 2030 weit mehr als ein Viertel der aktuellen weltweiten Förderrate von Iridium zur Deckung des Bedarfs alleine für die PEM-Elektrolyse in Deutschland benötigt wird, kann diese Nachfrage bei drastischer Reduktion der Iridiumbeladung gemäß dem innovativen Szenario auf ca. 5 % der heutigen jährlichen Förderung gesenkt werden. Die politische Lage in produzierenden Ländern (vgl. Parameter HHI-WGI in Tabelle 5-3) sowie die Koppelproduktion und damit einhergehende Abhängigkeit von der Förderung von Wirtsmetallen (vgl. Companionality) verschärft das generelle Versorgungsrisiko von Iridium (vgl. Supply Risk) [3, 16, 28]. Innerhalb der EU wird Iridium bereits in geringem Maße recycelt (vgl. EoL-RIR) [3]. Generell ist das Recycling von Platingruppenmetallen gut erforscht und verspricht Recyclingraten von bis zu 95 % [6]. Ebenso bestehen bereits Verfahren zur Wiedergewinnung von Edelmetallen aus Brennstoffzellen, welche aufgrund ähnlicher Bauart und Materialien auch auf Zellen der PEM-Elektrolyse appliziert werden können. Eine Erhöhung dieser Anstrengungen ist jedoch unabdingbar, um den Hochlauf der PEM-Elektrolyse aus stofflicher Sicht zu unterstützen. Sekundärquellen aus recycelten End-of-Life Elektrolysestacks werden aufgrund der aktuell geringen Anzahl an Anlagen im Feld allerdings erst längerfristig zu einer Entspannung der Situation beitragen.

Tabelle 5-3: Zusammenfassung der Kennwerte zur Rohstoffkritikalität

	Iridium	Platin	Scandium-oxid (Sc ₂ O ₃)	Titan
Supply Risk	2,8	2,1	2,9	0,3
HHI-WGI	3,4	2,5	3,0	0,4
Companionality [%]	100	16,1	–	0
EOL-RIR [%]	14	11	0	19
Jährliche Förderung (Jahr) [kg]	7.100 (2016)	190.000 (2013)	10.000 (2013)	290.000.000 (2016)
Bedarf Konservativ 2030 [kg]	~2.100	~1.050	~8.000	~1.310.000
Bedarf Konservativ 2050 [kg]	~2.650	~1.300	~25.500	~1.640.000
Bedarf Innovativ 2030 [kg]	~360	~180	~1.500	~207.000
Bedarf Innovativ 2050 [kg]	~200	~150	~2.900	~130.000

■ Hohe Kritikalität
 ■ Mittlere Kritikalität
 ■ Unkritisch

Generell ist für alle betrachteten Rohstoffe eine Reduktion der Einbringungsmenge je Kilowatt installierter Leistung als sinnvoll zu bewerten und entsprechende Anstrengungen sollten unterstützt bzw. gefördert werden. Neben der kritischen Versorgungslage zeigen sich die Materialien auch für einen gewissen Anteil der Gesamtkosten der Herstellung von Elektrolyseuren verantwortlich. Ohne Anstrengungen zur Reduktion der Materialeinbringung steigt dieser Kostenanteil, sobald in anderen Bereichen (z. B. durch Automatisierung der Stackfertigung) Einsparpotenziale umgesetzt sind.

6 Zentrale Schlussfolgerungen

Die übergeordnete Fragestellung dieser Studie lautete, wie sichergestellt werden kann, dass zukünftig die Wasserelektrolyse als industrialisierte und leistungsfähige Technologie in Deutschland verfügbar sein wird, um im Rahmen der Energiewende als Bindeglied zwischen erneuerbarem Strom und anderen Energieträgern und Grundstoffen zu dienen. Zur Beantwortung dieser Frage lassen sich aus den Ergebnissen der Studie insgesamt neun zentrale Schlussfolgerungen ableiten.

1. Die Elektrolysebranche muss sich zu einer Gigawatt-Industrie entwickeln.

Die deutschen Klimaschutzziele erfordern langfristig einen Elektrolysezubau im dreistelligen Gigawatt-Bereich, unabhängig davon, ob diese Elektrolysekapazität in Deutschland selbst installiert wird, oder mit Elektrolyse im Ausland Kraftstoffe für den deutschen Bedarf erzeugt werden. Ausgehend von einem weltweiten Elektrolysemarkt von aktuell ca. 100 MW/a ist bis zum Jahr 2030 mit einem Wachstum auf ca. 1 bis 5 GW pro Jahr zu rechnen, allein um den in Deutschland benötigten Wasserstoffbedarf zu decken. In der Abbildung 6-1 wird ein solcher plausibler Markthochlauf bis zum Jahr 2030 dargestellt.

2. Der Markthochlauf ist wichtiger als Forschungsförderung.

Bereits heute befinden sich zumindest die Niedertemperatur-Elektrolysetechnologien in einem technisch ausgereiften Zustand. Künftig werden die Technologie- und Kostenentwicklung sowie die Optimierung von Herstellungsverfahren in erster Linie durch die Industrie parallel zum Markthochlauf vorangetrieben. Alleine die Skaleneffekte lassen eine erhebliche Kostenreduktion erwarten. FuE- und Demonstrationsvorhaben werden den Markthochlauf sinnvoll flankieren, diesen aber nicht auslösen können.

3. Ein stabiles Absatzniveau von 20 bis 50 MW pro Jahr und Hersteller ist zur Industrialisierung notwendig.

Industrialisierte Fertigungsverfahren und eine robuste Lieferkettenentwicklung können laut Rückmeldung aus der Akteursszene erzielt werden, sobald sich ein Produktionsvolumen von etwa 20 bis 50 MW Elektrolyseleistung pro Jahr und Hersteller realisieren lässt. Dieses Niveau muss dabei über mehrere Jahre planbar, bzw. durch die Marktentwicklung absehbar sein.

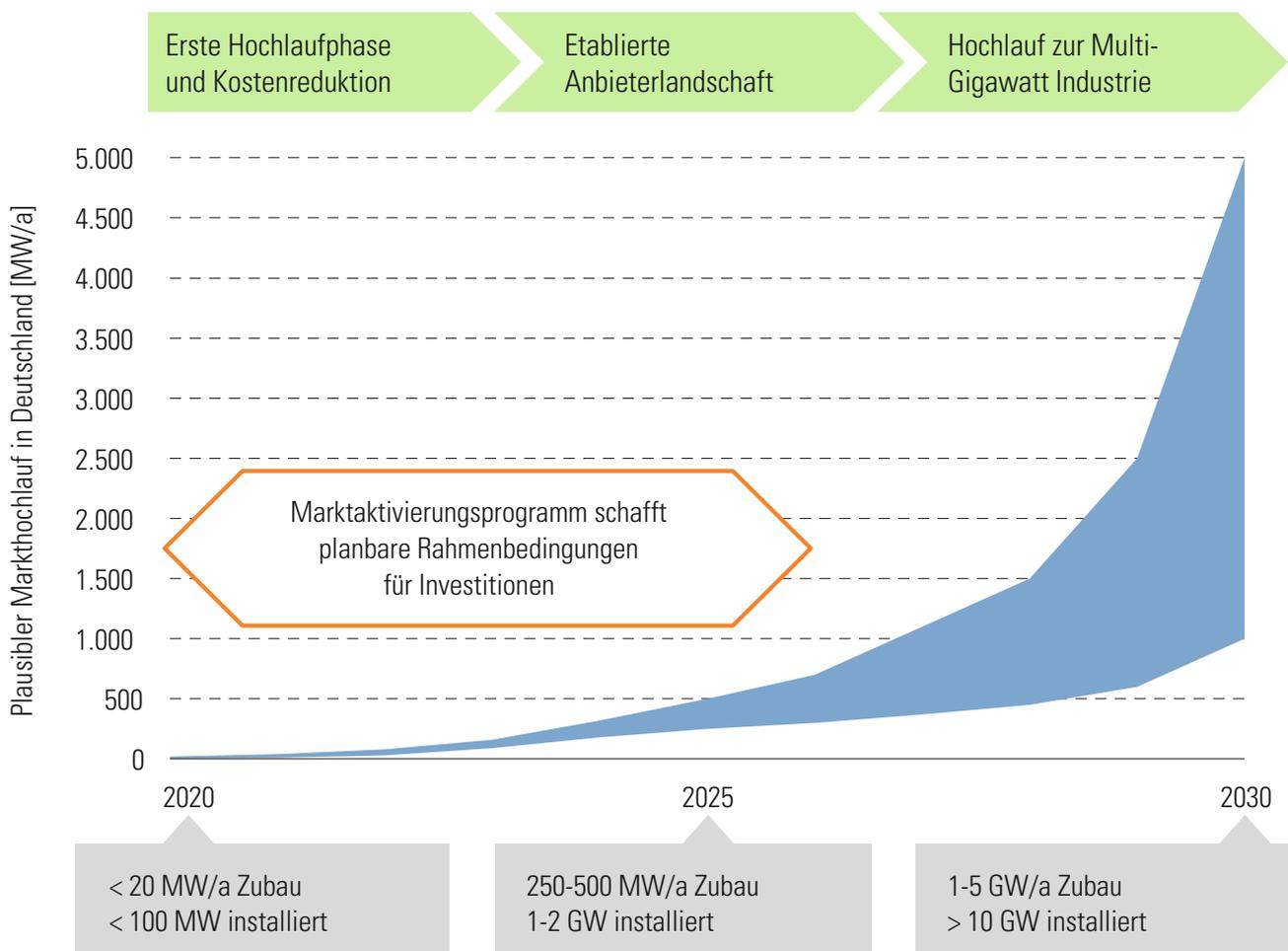
4. Geeignete Herstellverfahren für die Industrialisierung sind größtenteils verfügbar.

Die Hersteller arbeiten heute aufgrund der geringen Nachfrage nach großen oder vielen Anlagen nahezu vollständig im Manufakturbetrieb. Geeignete Verfahren für höhere Produktionsvolumen sind grundsätzlich bereits aus anderen Anwendungen und Industrien bekannt und können künftig auch in der Elektrolyseindustrie eingesetzt werden, um die Herstellkosten zu verringern. Es besteht insgesamt kein wesentlicher Bedarf mehr, grundlegend neue Verfahren zur Herstellung zu entwickeln.

5. Nur eine größere Nachfrage sorgt für mehr Wettbewerb und Akteursvielfalt entlang der Zulieferkette.

Mit Blick auf existierende Lieferketten besteht in der Wasserelektrolyse bei einigen Komponenten und Materialien eine Single-Source-Problematik (nur ein Anbieter am Markt). Dies kann jedoch auf die geringe Nachfrage zurückgeführt werden und ließ sich nicht durch exklusive Schutzrechte o.ä. belegen. Der künftige Markthochlauf wird sehr wahrscheinlich für einen ausreichend dynamischen Wettbewerb sorgen.

Abbildung 6-1: Plausibler Markthochlauf bis 2030



6. Die Industrialisierung der Elektrolysebranche wird international und nicht nur auf Deutschland beschränkt stattfinden.

In Deutschland existiert eine vergleichsweise gut entwickelte Akteurslandschaft, sowohl bei den Systemherstellern als auch im Zulieferbereich. Der Elektrolysemarkt, die Elektrolyseindustrie sowie deren Zulieferketten können jedoch nicht gesondert für Deutschland betrachtet werden. Trotz ihrer derzeitigen geringen Größe ist die Branche sehr europäisch bzw. international geprägt. Die Annahme in dieser Studie, dass sich Exporte und Importe von bzw. nach Deutschland in etwa die Waage halten werden, wurde von der Akteursszene als plausibel bewertet.

7. Klare regulatorische Rahmenbedingungen insbesondere bei den Strombezugskosten sind notwendig.

Um ein initiales Wachstum der Branche und das Erreichen einer kritischen Masse zu gewährleisten, bedarf es klarer, regulatorischer Rahmenbedingungen. Dies betrifft insbesondere Anpassungen an der derzeit hohen Belastung des Strombezugs mit Abgaben, Umlagen und Steuern, um Anwendern künftig einen wirtschaftlich tragfähigen Elektrolysebetrieb zu ermöglichen.

8. Der Iridium-Bedarf in der PEM-Elektrolyse muss reduziert werden, damit diese Technologie im Multi-Gigawattbereich verfügbar werden kann.

Mit Blick auf notwendige Zubauraten von mehreren Gigawatt Elektrolyseleistung pro Jahr ist aus heutiger Sicht Iridium, welches in PEM-Elektrolyseuren als Katalysator zum Einsatz kommt, als kritisches Material zu bewerten. Hier muss der spezifische Bedarf [g/kW] deutlich reduziert werden, da ansonsten mittelfristig mit Lieferschwierigkeiten bzw. deutlichen Kostensteigerungen zu rechnen ist.

9. Öffentlichkeitsarbeit ist weiter notwendig.

In der Akteursszene wird ein großer Bedarf nach noch stärkerer Öffentlichkeitsarbeit und Wahrnehmung des Themas Wasserstoff als Energieträger gesehen. Beispielsweise können Modellregionen helfen, die Akzeptanz und Aufmerksamkeit zum Thema Wasserstoff zu erhöhen.

7 Handlungsempfehlungen

Aus den zentralen Schlussfolgerungen des vorherigen Abschnitts lassen sich konkrete Handlungsempfehlungen ableiten, die im Folgenden nach verschiedenen Akteursgruppen gegliedert sind.

Handlungsempfehlungen an die öffentliche Hand

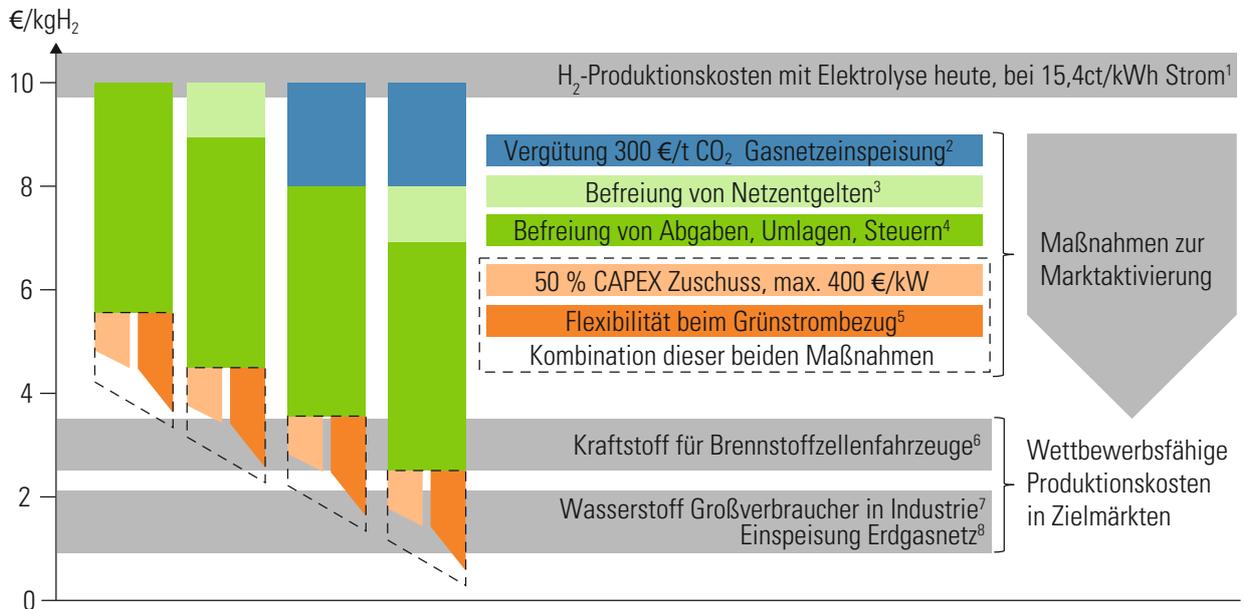
Zentrale Forderung an die Politik ist es, ein Marktaktivierungsprogramm aufzusetzen. Ziel sollte sein, bis 2025 einen Elektrolyseabsatzmarkt von 250 bis 500 MW pro Jahr, bzw. eine kumulierte installierte Leistung von 1 bis 2 GW zu schaffen, um dann bis 2030 zu einer Fertigungskapazität von mehreren GW pro Jahr zu gelangen. Dazu muss ein solches Programm transparente Rahmenbedingungen und eine langfristige Planungssicherheit für Investitionen schaffen. Von besonderer Bedeutung sind hierbei Maßnahmen, die in ihrer Kombination zum einen die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten in [€/kg] senken, und zum anderen einen Mehrwert für erneuerbaren Wasserstoff schaffen. Abbildung 7-1 stellt beispielhafte Kombinationsmöglichkeiten von Einzelmaßnahmen dar, welche in der Akteursszene diskutiert werden und welche in Summe zu wettbewerbsfähigen Wasserstoffgestehungskosten in ausgewählten Zielmärkten führen können. Die zugrunde liegenden Annahmen sind im Anhang A.2 zu finden. Die Kernbotschaften der Abbildung sind im Folgenden näher erläutert:

- Ausgangsbasis sind Wasserstoffgestehungskosten von etwa 10€/kg, die sich heute für Betreiber von Wasserelektrolyseanlagen bei 2.000 bis 3.000 Volllaststunden ergeben, sofern keine der heute bestehenden Ausnahmeregelungen zu Umlagen- und Steuerbefreiung beim Strombezug genutzt werden können.
- Durch den direkten Vergleich zu fossilen Kraftstoffpreisen an der Zapfsäule können in der Brennstoffzellenmobilität höhere Wasserstoffgestehungskosten vertretbar sein, als beispielsweise bei Industriewasserstoff. Aber selbst bei einer Vergütung von 300 €/t CO₂-Einsparung entsteht noch kein ausreichender Mehrwert von grünem Wasserstoff, um zu wettbewerbsfähigen Kosten für die Brennstoffzellenmobilität zu gelangen.
- Der zentrale Hebel zur Senkung der Wasserstoffgestehungskosten liegt in der Befreiung des Strombezugs von Abgaben, Umlagen oder Steuern. Aus Energiesystemsicht sind solche Ausnahmen nötig, um erneuerbaren Strom in anderen Sektoren verfügbar zu machen. Die Elektrolyse ist hier kein Letztverbraucher von Strom, sondern nur ein Zwischenschritt bei der Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen.
- Zusätzlich könnten CAPEX-Zuschüsse einen Anreiz für Investitionen in neue Elektrolyseanlagen setzen. Deren Effekt über die Lebenszeit einer Anlage ist allerdings geringer als eine Erhöhung der Volllaststundenzahl im Betrieb der

Elektrolyseure. Letzteres könnte bspw. durch Flexibilitätsoptionen beim Grünstrombezug ermöglicht werden, so dass keine direkte Kopplung des Betriebs an die Erzeugungsprofile von Wind- und PV-Anlagen vorgegeben wird, welche die Volllaststunden auf unter 4.000 Stunden limitieren würde.



Abbildung 7-1: Kombinationsmöglichkeiten von ausgewählten Maßnahmen zur Marktaktivierung mit dem Ziel einer Senkung der Wasserstoffgestehungskosten (Fußnoten in der Abbildung sind in Anhang A.2 zu finden).



Ein entsprechendes Marktaktivierungsprogramm sollte des Weiteren durch verschiedene flankierende Maßnahmen unterstützt werden:

- Vereinheitlichung von Genehmigungsverfahren,
- einheitliche Methodik zur Zertifizierung von grünem Wasserstoff,
- standardisierte Testverfahren für Elektrolysetechnologie,
- unterstützende FuE-Arbeit für Technologie und Produktionsverfahren,
- Öffentlichkeitsarbeit und internationale Zusammenarbeit.

Handlungsempfehlungen an die Elektrolyseindustrie

Die Elektrolyseindustrie selbst kann mit Aussicht auf stark wachsende Märkte bereits heute aktiv werden. Beispiele für vorbereitende Schritte auf den Markthochlauf sind:

- Verfahrensentwicklung zur (in-line) Qualitätssicherung in der laufenden Produktion,
- Erarbeitung von Konzepten zur Hochskalierung der Produktion (z. B. Automatisierung einzelner Fertigungsschritte),
- Standardisierung von Komponenten und Definition von Komponentenanforderungen,

- Zertifizierung von Zulieferern im Rahmen der Qualitätssicherung,
- Teilhabe an Normungsausschüssen wie z. B. der RCS-Plattform im NIP,
- Ergreifung von Maßnahmen gegen den drohenden Fachkräftemangel,
- Produktentwicklungen und Zertifizierungen bei Zulieferfirmen anstoßen,
- Bestehende Instrumente zur Förderung der KMU-Finanzierung ausschöpfen,
- Kooperationsmöglichkeiten mit Forschungseinrichtungen nutzen.

Handlungsempfehlungen an Forschungsinstitute

Die aktive Zusammenarbeit von Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen mit der Industrie ist ein wichtiger Beitrag zu Industrialisierung der Elektrolysetechnologie. Die Forschungsinstitute können bei kritischen Themen ihre Arbeiten ausweiten und intensivieren. Insbesondere zu nennen sind hierbei:

- Erhöhung der Stromdichten auf Zellebene bei allen Technologien,
- Reduktion der Edelmetallbeladung in der PEM-Elektrolyse,
- Lebensdauererhöhung bei HT-Elektrolyse,
- Zudem kann das Aufgreifen von weiteren FuE-Themen die Markteinführung unterstützen, u. a.:
 - Beschichtungsprozesse,
 - Materialverträglichkeiten mit Wasserstoff,
 - Zertifizierungen von Materialien,
 - Teillastwirkungsgrad der Stromversorgung,
 - Komponenten und Verfahren in der Gasanalytik, -Trocknung und -Verdichtung
 - Druckfestigkeit von Komponenten.

Handlungsempfehlungen an Anwenderseite

Heutige und künftige Betreiber von Elektrolyseanlagen als auch Wasserstoffnachfrager sind wichtige Wegbereiter beim Hochlauf der Elektrolyseindustrie, da sie die entsprechenden Anlagen ins Feld bringen. Dazu zählen unter anderem Energieversorger, kommunale Verkehrsbetriebe und industrielle Wasserstoffnutzer. Sie beteiligen sich bereits heute an Demonstrationsprojekten und können künftig am Aufbau von Modellregionen mitwirken. Zudem können sie neue Geschäftsmodelle unter Berücksichtigung der sich ändernden Marktbedingungen entwickeln. Insbesondere zu nennen sind hier neue Geschäftsmodelle für EEG-Altanlagen, das Anbieten von grünem (Erd-) Gas für Early-Adopters und künftige Geschäftsmodelle im Rahmen von RED2 (z. B. gegebenenfalls Wasserstoff in Raffinerien).

8 Roadmap zur Industrialisierung

Die in Abbildung 8-1 dargestellte Roadmap führt die wesentlichen Maßnahmen aus dem vorherigen Abschnitt, Entwicklungsschritte und zeitliche Abhängigkeiten graphisch zusammen und soll als Wegweiser für die verschiedenen, an der Industrialisierung beteiligten Akteure, dienen.

Kommt es zu Verzögerungen bei einzelnen Maßnahmen wird sich wahrscheinlich auch der Gesamtprozess der Industrialisierung verlangsamen und die Erreichung der Klimaziele zusätzlich erschwert.

Die Maßnahmen zur Marktaktivierung, vgl. Abschnitt 7, sind zentraler Bestandteil der Roadmap. Sofern dabei die Befreiung von Abgaben, Umlagen oder Steuern auf den Strombezug nicht kurzfristig umgesetzt werden kann, müssten zunächst andere Übergangslösungen geschaffen werden, um die Strombezugskosten des Elektrolysebetriebs zu reduzieren.

Indem in der ersten Markthochlaufphase die Kopplung des Elektrolysebetriebs an Erzeugungsprofile von Wind und Photovoltaik nicht strikt vorgegeben wird, sondern Grünstrom ganzjährig vom Netz bezogen werden kann, entstünde ein ähnlicher Effekt wie durch eine CAPEX-Förderung.

Sobald die Marktaktivierung greift, sollte der Strombezug dann sukzessive an die Bedürfnisse des EE-Markts, also an die Verfügbarkeit von Wind- und PV-Strom, bzw. die negative Residuallast, angepasst werden. Dies ist nötig, damit durch die Wasserelektrolyse mittel- und langfristig vorwiegend zusätzlich erzeugter erneuerbarer Strom genutzt wird, der nicht in Konkurrenz zum begrenzten Angebot an flexiblen Erzeugungsanlagen steht.

Nachdem sich durch den Markthochlauf Kostenreduzierungen bei den Elektrolyseuraniern oder Elektrolyseurherstellern ergeben haben, wäre eine CAPEX-Förderung im späteren Verlauf dann auch bei geringeren Volllaststunden nicht mehr notwendig.

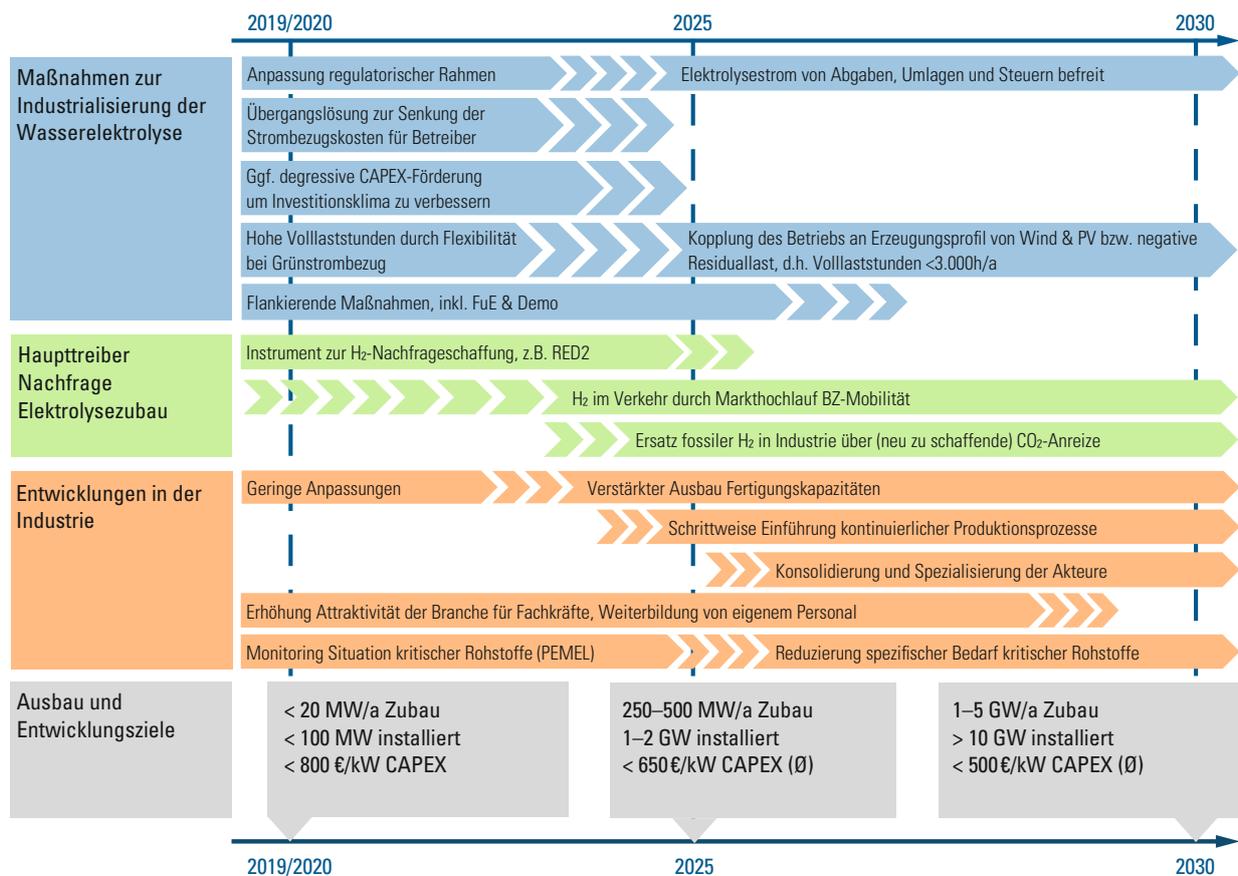
Da die Brennstoffzellenmobilität kurzfristig noch keine signifikante Wasserstoffnachfrage generieren wird, sollte eine zusätzliche Nachfrage nach grünem Wasserstoff auch in bestehenden Großanwendungen geschaffen werden (z. B. Wasserstoff in Raffinerien).

Auf Seiten der Elektrolyseindustrie sind zunächst geringe Anpassungen nötig, da vergleichsweise rasch mit Kapazitätssteigerungen und kontinuierlichen Produktions-

prozessen reagiert werden kann, sobald eine dauerhafte Marktentwicklung absehbar wird. Im Markthochlauf zu einer Gigawatt-Industrie wird die heute durch KMUs geprägte Akteurslandschaft dann eine gewisse Konsolidierung und Spezialisierung durchlaufen. Auch muss sich die Branche gegenüber anderen Industrien behaupten, um ausreichend Fachkräfte anwerben zu können, mit denen das Wachstum gestemmt werden kann. Für die PEM-Elektrolyse ist die Reduktion des spezifischen Iridium-Bedarfs eine Voraussetzung, um jährliche Produktionsmengen im Multi-Gigawatt-Bereich zu ermöglichen.



Abbildung 8-1: Roadmap zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland



Anhang

A.1 Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten

Formel für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten:

$$WGK = \frac{LHV}{\eta_{ges}} \left(\left(\frac{i \cdot (1 + i/100)^n}{(1 + i/100)^n - 1} + M/O \right) \frac{CAPEX}{VLS} + P_E \right)$$

WGK	Wasserstoffgestehungskosten in [€/kg]
VLS	Jährliche Volllaststunden in [h/a]
LHV	Heizwert von Wasserstoff in [kWh/kg]
η_{ges}	Nomineller Systemwirkungsgrad in [%] (bezogen auf den LHV)
i	Kalkulatorischer Zinssatz in [%]
n	Abschreibungsperiode – Lebensdauer des Systems in Jahren [a]
M/O	Betriebs- und Instandhaltungskosten (inkl. Wartung und Wiederbeschaffung der Stacks, exkl. Stromkosten) in [%CAPEX/a]
CAPEX	Spez. Investitionskosten des EL-Systems in [€/kW]
P_E	Kumulierter spez. Strompreis in [€/kWh]

A.2 Annahmen zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten

Nr.	Erläuterung
1	KPIs aus Szenario S3 2017, dargestellte Bandbreite entsteht durch 2.000 bis 3.000 Volllaststunden.
2	Vergütung CO ₂ -Einsparung (204 g CO ₂ -Äq/kWh LHV Erdgas) Vergleich basierend auf Ersatz des Heizwertes von Erdgas mit Wasserstoff (33,3 kWh/kg LHV, Annahme: Wasserstoff ist 100 % CO ₂ -frei).
3	2,06 ct/kWh Strom für Netzentgelte (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016, Industriekunden 24 GWh).
4	8,55 ct/kWh Strom für Abgaben, Umlagen und Steuern (BDEW Strompreisanalyse 2018, Industriekunden bis 20 GWh).
5	Indem Wasserelektrolysebetrieb nicht direkt an PV- und Windstrom bzw. an negative Residuallast im Netz gebunden wird, können bspw. 8.000 Volllaststunden (statt angenommenen 2.000–3.000 h) pro Jahr ermöglicht werden, z. B. übergangsweise mittels Herkunftsnachweisen für Grünstrom.
6	Annahme: Wettbewerbsfähige Wasserstoffpreise an der Zapfsäule von 6 €/kg (Diesel-PKW Verbrauch von 5 l/100 km zu je 1,20 €/l, Brennstoffzellen-PKW Verbrauch von 1 kg/100 km) abzüglich Vertriebs- und Tankstellenkosten von ca. 3 €/kg. Voraussetzung: Markthochlauf BZ-Fahrzeuge und Betankungsinfrastruktur, sowie weiterhin Steuerbefreiung von Wasserstoff als Kraftstoff.
7	Kosten der Dampfreformierung mit 100 t/Tag Wasserstoffherzeugung basierend auf FCHJU „Study on Development of Water Electrolysis in the EU“ 2014.
8	Vergleich Ersatz Heizwert Erdgas mit Heizwert Wasserstoff, Erdgaspreis Deutschland 2016 für Haushalte 6,5 ct/kWh, für Großabnehmer 3,4 ct/kWh (Eurostat), Heizwert Wasserstoff: 33,3 kWh/kg; Wert von Wasserstoff im Erdgasnetz folglich 1,13–2,16 €/kg.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
- [2] Bünger, U., Landinger, H., Pschorr-Schoberer, E., Schmidt, P., Weindorf, W., Jöhrens, J., and et al. (2014): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr - Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven, Kurzstudie, Berlin.
- [3] Deloitte Sustainability, British Geological Survey, Bureau de Recherches Géologiques et Minières, und Netherlands Organisation for Applied Scientific Research (2017): Study on the review of the list of Critical Raw Materials. Final Report. Studie, Luxemburg.
- [4] Friedrich, A., Noack, C., Bünger, U., Michalski J., Crotofino, F., Donadei, S., Smolinka, T., Voglstätter C., Heide D., Pregger T., Cao K.-K., Kolb S., und Belz S. (2014): Power-to-Hydrogen: Technische und Ökonomische Bewertung von Wasserstoff als Energieträger und -Speicher. Ergebnisse der Studie Plan-DelyKad. Vortrag, Wasserstofftag Lampoldshausen 2014, Lampoldshausen.
- [5] Frölich, K. (2015): Der Decal-Prozess zur Herstellung katalysatorbeschichteter Membranen für PEM-Brennstoffzellen. Schriftenreihe des Instituts für Angewandte Materialien 47. KIT Scientific Publishing. Dissertation, Karlsruhe.
- [6] Hagelüken, B. C. (2012): Recycling the Platinum Group Metals. A European Perspective. *platin met rev* 56, 1, 29–35.
- [7] Haller, M., Repenning, J., Vogel, M., Schломann, B., Reuter, M., Jochem, E., Reitze F., Schön M., und Toro F. (2016): Überblick über vorliegende Szenarienarbeiten für den Klimaschutz in Deutschland bis 2050. Studie, Berlin, Karlsruhe.
- [8] Henning, H.-M. und Palzer, A. (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Bericht, Freiburg.
- [9] Hennings, W., Markewitz, P., Helgeson, B., Paulus, S., und Peter, J. (2015): Auswertung von Studien zu künftigem Bedarf an Stromspeicherung. Bericht, Jülich.
- [10] Hochloff, P., Appen, J. v., Trost, T., Gerhardt, N., Puchta, M., Jentsch, M., Schreiber M., Rohrig K., Meyer B., Wendorff M., Hashemi A., Kanngießler A., Grevé A., und Doetsch C. (2014): Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher. Studie, Oberhausen, Karlsruhe.
- [11] Höfling, H., Capota, M., und Jachmann, H. (2014): Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW). Bericht, Stuttgart.

- [12] Joest, S., Fichtner, M., Wietschel, M., Bünger, U., Stiller, C., Schmidt, P., und Merten F. (2009): GermanHy - Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050? Studie, Berlin.
- [13] Kühn, M. (2016): Systemoptimierung und Klimaschutz mit Power-to-Gas/Power-to-X. Ein Beitrag zur Dekarbonisierung im Wärmemarkt. Vortrag 7. Sächsisches DVGW/DELIWA-Bezirksgruppentreffen, Leipzig.
- [14] Lindenberger, D. und Graf, F. (2017): Die Rolle von Power-to-Gas im Kontext der Energiewende. Abschlussbericht, Köln, Karlsruhe.
- [15] Michalski, J., Bünger, U., Crotogino, F., Donadei, S., Schneider, G.-S., Pregger, T., Cao K.-K., und Heide D. (2017): Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns. Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *International Journal of Hydrogen Energy* 42, 19, 13427–13443.
- [16] Nassar, N. T., Graedel, T. E., und Harper, E. M. (2015). By-product metals are technologically essential but have problematic supply. *Science advances* 1, 3, e1400180-e1400180.
- [17] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH (2018): Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen. Studie (in Vorbereitung) Berlin.
- [18] Nitsch, J. (2015): SZEN-15 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Eckdaten des Jahres 2014. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Bericht, Stuttgart.
- [19] Palzer, A. (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Dissertation, Fraunhofer Verlag, Stuttgart.
- [20] Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M., und Stolten, D. (2018): The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy* 43, 3, 1209–1223.
- [21] Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., und Few, S. (2017): Future cost and performance of water electrolysis. An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy* 42, 52, 30470–30492.
- [22] Smolinka, T., Günther, M., und Garcke, J. (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus Regenerative Energien. Kurzfassung des Abschlussberichts, Berlin.

- [23] Smolinka, T., Lehner, F., Kiemel, S., Wiebe, N., Palzer, A., Sterchele, P., Jansen, M., Miehe, R., und Wahren, S. (2018): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Langfassung des Abschlussberichts, Berlin.
- [24] Sterner, M., Eckert, F. und Thema, M. (2014): Power-to-Gas – zwischen Mythos und Wahrheit. Teil 1: Weit mehr als ein Stromspeicher. Vortrag, DENA Jahreskonferenz Power-to-Gas, Berlin.
- [25] Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., Lenck, T. und Götz, P. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Windgas-Studie. Langfassung des Berichts, Regensburg, Hamburg, Berlin.
- [26] Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., Lenck, T., und Götz, P. (2015): Warum Windgas die Energiewende sicher macht und Kosten senkt. Aus Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für das Gelingen der Energiewende. Kurzfassung der Studie, Regensburg, Hamburg, Berlin.
- [27] Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., Moser, A., Schäfer, A., Drees, T., Häger U., Kays J., Seack A., Sauer, D.-U., Leuthold, M. und Stöcker P. (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Berlin.
- [28] The World Bank Group. 1996–2016. Worldwide Governance Indicators (WGI). Archivgut. <http://info.worldbank.org/governance/wgi/>. Abgerufen am 21. Januar 2018.

IMPRESSUM

NOW GmbH
Nationale Organisation Wasserstoff-
und Brennstoffzellentechnologie
Fasanenstraße 5
10623 Berlin

+49(0)30-311 61 16-00
kontakt@now-gmbh.de

AUTORENKONTAKT:

Tom Smolinka
Fraunhofer ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
+49(0)761-4588 5212
tom.smolinka@ise.fraunhofer.de

STAND:

Oktober 2018

BILDNACHWEIS:

Foto Titelseite: Schwarzenbach-Fotografie.de

