

Global Energy Perspectives

gefördert aus Kapitel 2302, Titel 687 01

BMZ-Abschlussreport / Basisdokument

Global Energy Solutions e.V.

Teil 1: Grundelemente zur Vermeidung von Treibhausgasen und Herstellung klimaneutraler Energieträger (technischer Werkzeugkasten)

Stand 08. August 2023

Kapitel 2-4

Autorenteam:	
Siddhant Bane	Joern Becker
Ulrich Begemann	Leon Berks
Christof von Branconi	Simon Göss
Prof. Dr. Estelle Herlyn	Dr. Wilfried Lyhs
Dr. Tobias Orthen	Dr. Ludolf Plass
Dr. Hans-Peter Sollinger	Dr. Jens Wagner
Dr. Hans Jürgen Wernicke	

Erklärung zum Urheberrecht

Das nachfolgende Dokument ist grundsätzlich ausschließlich für den Empfänger bestimmt. Eine Weitergabe an Dritte oder die Nutzung für Dritte ist – auch auszugsweise – nicht gestattet.

Dem Empfänger des Dokuments wird eine einfache, nicht übertragbare, nicht unterlizenzierbare, eingeschränkte Lizenz gewährt, das Dokument für persönliche, nicht kommerzielle, private Zwecke zu nutzen.

Ulm, im Juni 2023

Global Energy Solutions e.V.

Lise-Meitnerstr. 9

89081 Ulm

Vorsitzender: Christof v. Branconi (Christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org)

2.4. Herstellung von Wasserstoff

Die Produktion und nachfolgende Verwendung von klimafreundlichem Wasserstoff (low-carbon H₂) wird bei der angestrebten Dekarbonisierung/Absenkung der Emissionen eine große Rolle spielen. Alternativen zur Herstellung von low-carbon H₂ sind neben der von der Politik favorisierten Nutzung von mit erneuerbarer Energie betriebenen Elektrolyseuren (Wasserelektrolyse) auch die Methanpyrolyse sowie die Herstellung von low-carbon Synthesegas durch gleichzeitige Abscheidung und Speicherung des parallel entstehenden und abgefangenen Kohlendioxids (CCS: Carbon Capture and Storage).

Als Synthesegas bezeichnet man im weitesten Sinne ein Gasgemisch, das als Edukt für eine Synthese eingesetzt wird. So ist ein Gemisch aus Stickstoff und Wasserstoff das Synthesegas für die Ammoniaksynthese ($2 \text{NH}_3 \leftrightarrow \text{N}_2 + 3 \text{H}_2$). Meistens basiert die Produktion von Synthesegasen auf Erdgas, Kohle und Erdöl (Rohöldestillate) oder auch Biomasse als Einsatzstoff. Die mittels der Verfahren Dampfreformierung, partielle Oxidation und selten Konverter-Plasma hergestellten Synthesegase sind Gasgemische, die hauptsächlich Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂) neben wechselnden Mengen weiterer Gase enthalten. Diese Synthesegase werden z. B. für die Synthese von Methanol oder die Synthese von Treibstoffen über den Fischer-Tropsch Prozess verwendet.

Traditionell wird auch Wasserstoff aus Synthesegas hergestellt. Dabei ist die katalytische Wassergas-Shift-Reaktion (kurz auch Shift, $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$, s. u.) ein Verfahren, um in einem Synthesegas den CO-Anteil zu minimieren und gleichzeitig den H₂-Anteil zu erhöhen. Bei allen Herstellungsverfahren muss das Synthesegas, bevor es einem katalytischen Reaktorsystem zugeführt werden kann, einer aufwändigen und komplexen Reinigung und Aufbereitung unterzogen werden (z. B. Wasserentfernung und Trocknung, Abtrennung von Schwefelverbindungen, CO₂-Abtrennung).

Zur Herstellung von „blauem“ oder besser „low-carbon H₂“ ist es erforderlich, das so gewonnene relativ reine CO₂ zu sequestrieren (siehe Kap. 2.8).

2.4.1 Dampfreformierung von Erdgas

Traditionell basiert die Wasserstoffproduktion auf Dampfreformierung von Erdgas. Dank optimierter Technologien machen Skaleneffekte einsträngige Anlagen mit einer Kapazität von bis zu maximal 200.000 Nm³/h Wasserstoff relativ kostengünstig, wobei eine weitere Vergrößerung der Anlagenkapazität aufgrund der dann zu großen Komplexität des Dampfreformers unwirtschaftlich wird (ggf. ist dann ein „numbering-up“ erforderlich, d. h. zwei bzw. mehrere Anlagen werden parallel betrieben). Treibhausgasemissionen fallen bei diesen Anlagen an zwei

Stellen an (siehe Abbildung 71): Sowohl bei der Dampfreformierung im Rauchgas als auch im Prozess selbst. Die CO₂-Abscheidung im Prozess ist ein normaler und notwendiger Schritt bei der Herstellung des Wasserstoffs. Sind zur Produktion von low-carbon H₂ jedoch höhere CO₂-Rückgewinnungsraten erforderlich, muss auch das im Rauchgas enthaltene CO₂ entfernt werden. Da das Rauchgas bei atmosphärischem Druck, verunreinigt und mit niedriger CO₂-Konzentration anfällt, ist dazu eine komplexe und teure Rauchgaswäsche notwendig. CO₂-Rückgewinnungsraten von bis zu 97 % sind so erreichbar.

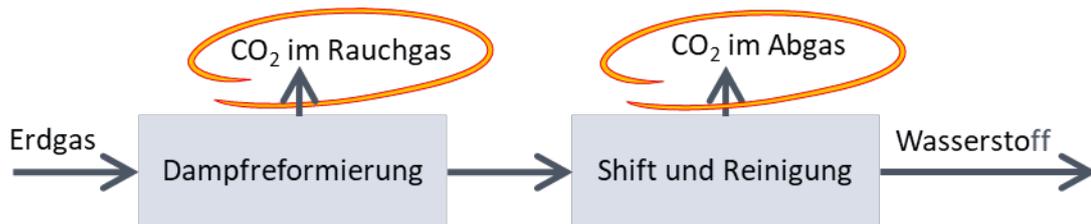


Abbildung 71: Emissionsquellen für CO₂ bei der Herstellung von Wasserstoff durch Dampfreformierung
Quelle: Autor

2.4.2 Partielle Oxidation/autotherm Reforming von Erdgas

Sind große Wasserstoffkapazitäten von mehr als 200.000 Nm³/h bis max. einsträngig 800.000 Nm³/h Wasserstoff erforderlich, lässt dieser sich relativ kostengünstig („economy of scale“ Effekt) durch partielle Oxidation herstellen. Treibhausgasemissionen fallen bei diesen Anlagen im Prozess selbst an (siehe Abbildung 72) und in zusätzlichen Öfen, die üblicherweise mit Erdgas oder auch mit kohlenwasserstoffhaltigen Abgasen betrieben werden. Die CO₂-Abscheidung im Prozess ist ein normaler und notwendiger Schritt bei der Herstellung des Wasserstoffs.

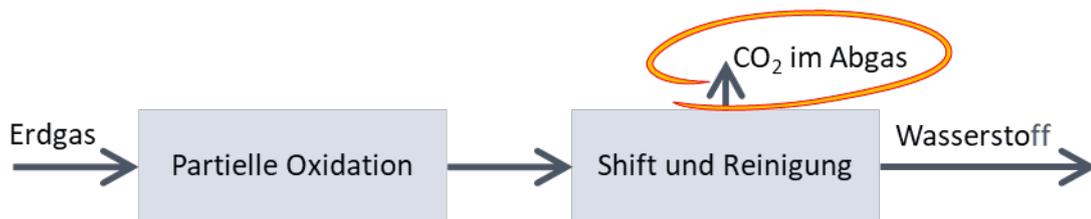


Abbildung 72: Emissionsquellen für CO₂ bei der Herstellung von Wasserstoff durch partielle Oxidation;
Quelle: Autor

Sind zur Produktion von low-carbon H₂ höhere CO₂-Rückgewinnungsraten erforderlich, lassen sich die Abscheidung des CO₂ im Prozess selbst weiter optimieren und die Öfen klimaneutral betreiben. Im Gegensatz zur oben dargestellten Herstellung von Produktion von low-carbon H₂ durch Dampfreformierung ist dabei keine komplexe und teure Rauchgaswäsche erforderlich. Höhere CO₂-Rückgewinnungsraten werden durch intelligente Modifikationen des

Prozesses selbst erreicht. Abbildung 73 zeigt beispielhaft die patentierte Technologie AdWin-Hydrogen® der Firma GasConTec.¹⁷²

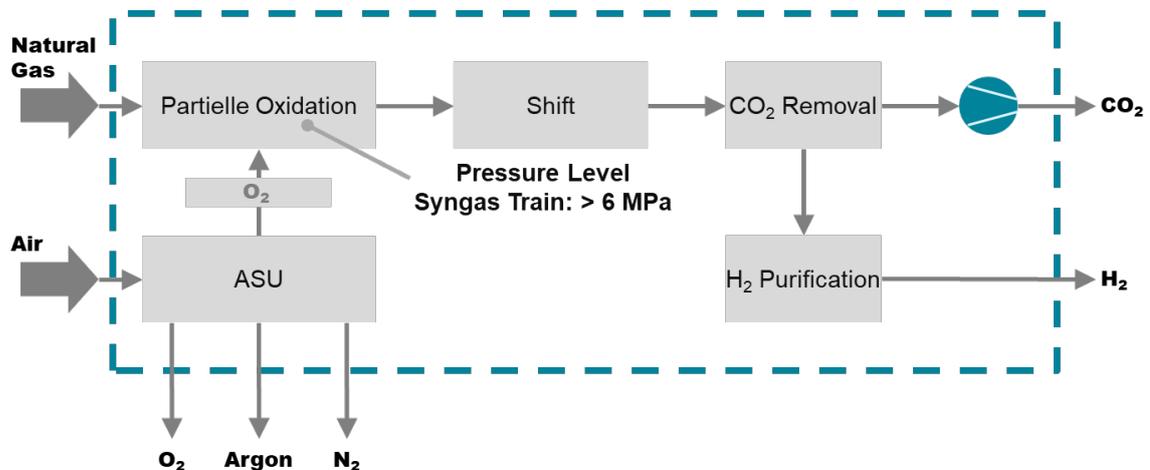


Abbildung 73: Wasserstoffherstellung durch partielle Oxidation;
Quelle: Autor

Große Mengen von weitgehend reinem, klimafreundlichem low-carbon H₂ lassen sich so kostengünstig herstellen. Bei möglichen CO₂-Rückgewinnungsraten von bis zu 99 % hat dieser low-carbon H₂ einen kleineren CO₂-Footprint als „grüner“ H₂.

2.4.3 Elektrolyse

2.4.3.1 Kernaussagen

- Niedertemperaturtechnologieverfahren (AEL und PEMEL) sind technologisch für den Markthochlauf bereit; die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) sowie die Anion-Exchange Membrane Elektrolyse (AEMEL) sind im Forschungsstadium und sollen zukünftig zur Marktreife gebracht werden
- Der internationale Ausbau der Elektrolysekapazität befindet sich **im Aufschwung** – Stand November 2021 ist der größte Anteil globaler Elektrolyse-Projekte im Megawatt-Bereich in Europa angekündigt (261 Projekte), gefolgt von Asien und insbesondere China (121 Projekte, die Hälfte davon in China), Nord-Amerika (67 Projekte), Ozeanien (43 Projekte), Latein Amerika (10 Projekte) und Nahost und Afrika (20 Projekte) – und ergibt einen (momentanen) Ausbaukorridor von **93 GW** installierter Elektrolysekapazität bis 2030
 - Die deutsche Wasserstoffproduktion wird den künftigen inländischen Bedarf wahrscheinlich nicht decken können, Importe sowie die Nutzung von

¹⁷² Vgl. GasConTec, o.J.

Wasserstoff auf der Basis von Methan in Kombination mit CO₂ Abscheidung werden notwendig

- Hohe Investitionskosten, hohe Strompreise, fehlende Fertigungskapazitäten und Fertigungstechnologien für Standard-Module der Elektrolyseure, mangelnde Subventionen und Regularien (z.B. ein globaler CO₂-Preis) sowie hohe Transportkosten für Wasserstoff (s. Kapitel 2.2.3) stellen (noch) Hindernisse für den Markthochlauf der Wasserstoffproduktion auf Basis der Elektrolyse dar, der notwendig ist, um der zukünftigen Nachfrage nach günstigem CO₂-armen Wasserstoff gerecht werden zu können.
 - Außerdem könnte eine Rohstoffknappheit **insbesondere bei Iridium** den Markthochlauf der **PEM-Elektrolyse** behindern, wenn nicht weitere technologische Fortschritte erzielt werden.
 - Zusätzlich zu Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen, sollte deshalb laut führender Experten die Wasserstoffproduktion auf der Basis von Methan mit CCUS oder Methanpyrolyse miteingeschlossen und gefördert werden.

2.4.3.2 Einführung in die Thematik

Wasser-Elektrolyse als elektrochemischer Prozess kann zur Herstellung von Wasserstoff auf der Basis erneuerbaren Stroms genutzt werden. Dabei werden in einem Elektrolyseur Wassermoleküle (H₂O) unter Einsatz von elektrischer Energie (Strom) zu Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespalten. Vereinfacht formuliert wird durch die Elektrolyse also elektrische Energie in chemische Energie (H₂) umgewandelt. Der Prozess der Elektrolyse folgt folgendem Schema: Der Elektrolyseur enthält zwei Elektroden (negativ geladen= Kathode; positiv geladen=Anode), die in Wasser eingehängt werden. Zwischen den beiden Elektroden wird eine elektrische Spannung angelegt, sodass Strom fließt. Die elektrische Leitfähigkeit des Wassers wird erhöht indem bestimmte Säuren oder Basen beigegeben werden (Elektrolyte). An den beiden Elektroden spaltet sich dann das Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff (Wasserstoff entsteht an der Kathode und Sauerstoff an der Anode). Um zu vermeiden, dass die Elektroden in der sauren Lösung zu schnell altern und Elektrodenmaterial in die Lösung übergeht, sind sie meist aus (Halb-)Edelmetallen oder Buntmetallen (z.B. Nickel, Gold, Platin oder Iridium) oder Graphit gefertigt. Der so produzierte Wasserstoff ist dann „CO₂-arm“, wenn die verwendete elektrische Energie aus erneuerbaren Stromquellen (z.B. Strom aus Solarzellen) stammt und somit der sog. „CO₂-Fußabdruck“ reduziert wird.

2.4.3.3 Relevanz der Thematik für den Gesamtzusammenhang

Die Fachliteratur berichtet übereinstimmend darüber, dass der nationale wie auch internationale Bedarf an Wasserstoff in den kommenden Jahren stark zunehmen wird, wenn etwa die

Ziele des Pariser Klimaabkommens oder der Bundesregierung erreicht werden sollen. Im aktuellen Nachhaltigkeitsindex kumuliert McKinsey den zukünftigen Wasserstoffgesamtbedarf für Deutschland im Jahre 2050 auf mehr als 12,6 Million Metric Tons (MT oder t) gegenüber den 55 TWh also etwa 1,2 t heute.¹⁷³ Weltweit liegt der heutige Verbrauch bei ca. 90 t, bis zum Jahr 2030 dann bei 140 t und bis zum Jahr 2050 wohl bei über 660 t.^{174 175.}

Abbildung 74 zeigt den vom Hydrogen Council projizierten Bedarf von Wasserstoff im Jahre 2030 und 2050. Es zeigt sich, dass China bis zum Jahre 2050 voraussichtlich der größte Binnenmarkt für Wasserstoff sein wird (200 t), gefolgt von Europa (95 t) und Nordamerika (95 t). „Rest of World“ umfasst die Regionen Südostasien, Ozeanien, Naher Osten und Lateinamerika (insg. 235 t).¹⁷⁴

Exhibit 5 – Hydrogen demand by region in 2030 and 2050

Hydrogen end-use demand by region, MT hydrogen p.a.

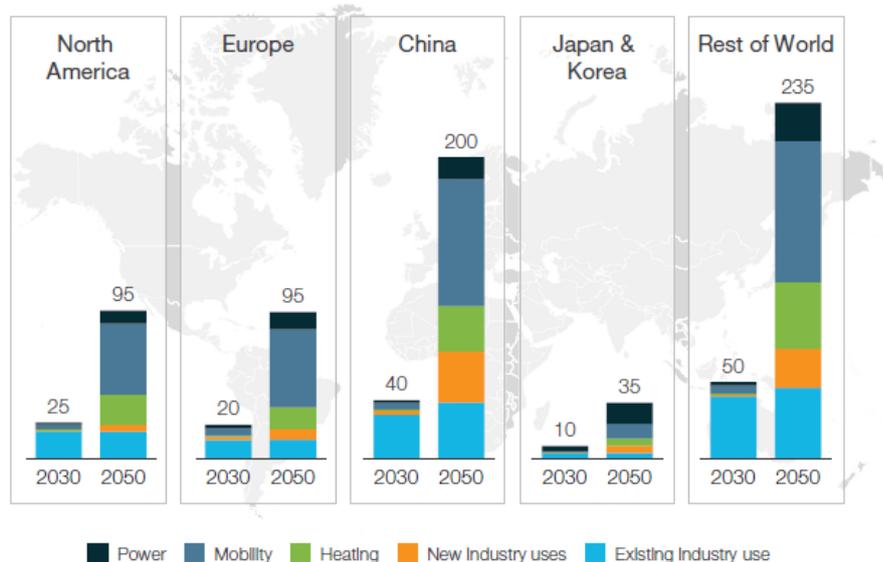


Abbildung 74: Projizierter Wasserstoffbedarf nach Region in den Jahren 2030 und 2050.
Quelle: Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

Derzeit wird Wasserstoff nur in geringem Umfang CO₂-arm produziert,¹⁷⁶ sondern überwiegend über die Dampfreformierung mit Erdgas bzw. Methan (grauer Wasserstoff). Auf diese

¹⁷³ Vgl. McKinsey & Company, (2021).

¹⁷⁴ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

¹⁷⁵ Prognosen zum globalen Wasserstoffbedarf der Zukunft sind von den Annahmen abhängig, in welchen Sektoren sich Wasserstoff gegen die Konkurrenz weiterer CO₂ armer Energieträger durchsetzen wird. Die hier zitierte Prognose bezieht sich auf die Rechnung von Hydrogen Council & McKinsey, die annehmen, dass CO₂ armer Wasserstoff vor allem in den Industrien zum Einsatz kommt, die sich nicht, oder nicht wirtschaftlich elektrifizieren lassen.

¹⁷⁶ „CO₂-arm“ bedeutet in diesem Kontext, dass der so produzierte Wasserstoff einen möglichst geringen CO₂-Emissions Fußabdruck aufweist.

Weise produzierter Wasserstoff verursacht weltweit jährlich **900 t CO₂-Emissionen** bei **90 t produziertem grauen Wasserstoff (Stand 2020)**.

Würde auch zukünftig größtenteils auf diese Weise Wasserstoff produziert, könnten zwar einzelne Industrien ihre CO₂-Emissionen durch die Verwendung des grauen Wasserstoffs statt beispielsweise Kohle in der Produktion reduzieren. *Klimaneutralität* würde aber bei der Etablierung dieser Produktionskette nicht erreicht. Eine Möglichkeit, wie auch die Produktion von Wasserstoff aus Methan CO₂-arm erreicht werden kann, ist der Einsatz des sog. Carbon Capture and Usage/Storage (CCUS) Verfahren an der Punktquelle (oft bezeichnet als „blauer Wasserstoff“) oder Methanpyrolyse (oft bezeichnet als „türkiser Wasserstoff“), die an anderer Stelle näher beleuchtet (siehe Tabelle 7) und für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft wichtig sein werden (siehe Kapitel 2.4.3.6.).

Dennoch, auf dem Weg zur Begrenzung der globalen Erderwärmung, die global betrachtet die verstärkte Verwendung von CO₂-armem H₂ voraussetzt, spielt die Elektrolyse eine **essentielle Rolle**. Denn durch dieses Verfahren kann langfristig eine fossilfreie Wasserstoffproduktion etabliert werden, die durch die Nutzung erneuerbaren Stroms nachhaltig gestaltet werden kann.

2.4.3.4 Die wichtigsten Kennzahlen im Überblick

Tabelle 7: Elektrolyse-Kennzahlen im Überblick

Aktuell installierte Elektrolysekapazität weltweit	ca. 0,2 GW (200 MW) ¹⁷⁷ – 0,363 GW (363 MW) ¹⁷⁸
Für einen „Break-Even“ mit grauem Wasserstoff (Kosten 2 USD/kg) in den Produktionskosten benötigte installierte Elektrolysekapazität (in optimalen Regionen!), Annahmen: <ul style="list-style-type: none"> - Systeminvestitionskosten (CAPEX) sinken auf USD 200–250/kW Leistung. - „Levelized cost of energy“ (LCOE) sinken auf USD 13–37 MW/h - Auslastungsfaktoren (load factor) steigen, sodass mehr Wasserstoff (H₂) pro Anlage produziert werden kann 	65 GW ¹⁷⁹
Achtung: Produktionskosten entsprechen nicht dem tatsächlichen Marktpreis (Faktoren wie hohe Nachfrage bei niedrigem Angebot und zusätzliche Transportkosten können den Marktpreis zusätzlich in die Höhe treiben)	

¹⁷⁷ Vgl. Aurora Energy Research, (2021a).

¹⁷⁸ Vgl. IEA, (2021a).

¹⁷⁹ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021a).

Umfang angekündigter Projekte installierter Elektrolyseleistung weltweit bis 2030 (hauptsächlich in Europa und Ozeanien verortet)	93 GW (Stand: November 2021) ¹⁸⁰
Umfang insgesamt angekündigter Projekte zum Ausbau installierter Elektrolyseleistung weltweit (Zeitraum ungewiss)	342.9 GW; 200,7 GW davon in Europa (Stand: November 2021) ¹⁸¹
Bis 2050 benötigte installierte Elektrolyseleistung (nach McKinsey und Hydrogen Council), Annahme: <ul style="list-style-type: none"> - Einsatz von CO₂-armem H₂ hat das Potenzial, den Ausstoß von 7 Gt CO₂ zu vermeiden. - Dazu werden 660 t CO₂-armer Wasserstoff benötigt. - CO₂-armer H₂ trägt somit im Jahre 2050 zu 22 % des globalen Endenergiebedarfes bei. 	3 – 4 TW (3.000 – 4.000 GW) um 400 – 500 Mt Wasserstoff durch Elektrolyse zu produzieren. Würden 660 t ausschließlich über das Elektrolyseverfahren mit Strom aus Erneuerbaren hergestellt, würden ca. 5,5 TW installierter Leistung benötigt (was voraussichtlich nicht erreichbar ist). Zusätzlich werden deshalb 260 – 160 t in Form von Wasserstoff auf Basis von Erdgas (oft: „blauer/türkiser“ Wasserstoff) gebraucht.
Bis 2030 benötigte installierte Elektrolyseleistung (nach McKinsey und Hydrogen Council), Annahmen: Bis 2050 werden ca. 400 – 500 t erneuerbaren Wasserstoffs pro Jahr benötigt (660 t CO ₂ -armer H ₂ insgesamt) Bis 2030 sollen deshalb 75 t CO ₂ -armer H ₂ pro Jahr produziert werden können, um die Wasserstoffwirtschaft zu stärken 20 – 30 t erneuerbar 45 – 55 t auf Basis fossiler Energieträger + CCUS	200 – 250 GW und Zuwachsrate von 45 GW pro Jahr ¹⁸⁰ Würden 75 t ausschließlich über das Elektrolyseverfahren produziert, benötigte man ca. 600 GW installierte Leistung – also knapp die 3-fache Menge).
(Derzeitige) von Herstellern angekündigte jährliche kumulierte Produktionskapazität von Elektrolyseanlagen	> 3 GW (Stand: Februar 2021) ¹⁸² Diese Zahl könnte bei steigender Nachfrage nach Elektrolyseurkapazität steigen
Kosten des Markthochlaufs (basierend auf der Annahme von Hydrogen Council & McKinsey, dass bis zum Jahr 2030 200 – 250 GW installierte Elektrolyseleistung erreicht werden müssen, um die Ziele für 2050 zu erreichen)	700 USD Milliarden bis zum Jahr 2030 ¹⁸³ Investment gap: 540 USD Milliarden (Investitionsvolumen bislang angekündigter Projekte = 160 USD Mrd.)

¹⁸⁰ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

¹⁸¹ Vgl. Aurora Energy Research, (2021b).

¹⁸² Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021a).

¹⁸³ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021b).

<p>Potenzielles Erschließungspotenzial von Wasserstoff auf Basis regenerativ erzeugten Stroms durch Elektrolyse im außereuropäischen Ausland</p>	<p>109.000 TWh – reduziert sich bedingt durch unsichere Investitionsbedingungen auf 69.000 TWh¹⁸⁴</p> <p>entspricht bei einer durchschnittlichen Auslastung von 5000 Stunden pro Jahr etwa 14 TW (14.000 GW) installierter Elektrolyseleistung.</p> <p>Somit könnten etwa 1,5 Gt Wasserstoff pro Jahr produziert werden (basierend auf Annahme: 33,33 kWh/kg H₂)¹⁸⁵</p>
--	--

2.4.3.5 Die verschiedenen Elektrolysetechnologien

Bei der Elektrolyse wird momentan zwischen vier Haupttechnologien unterschieden: Die Alkali-Elektrolyse (AEL), die Proton-Exchange Membrane Elektrolyse (PEMEL), die Hochtemperaturolektrolyse (HTEL) und die Anion Exchange Membrane Elektrolyse (AEMEL). Diese werden nachstehend kurz beschrieben.

Die Alkali-Elektrolyse (AEL)

Die am längsten kommerziell eingesetzte Elektrolysetechnologie ist die Alkali-Elektrolyse (AEL). Hierbei werden zwei metallische Elektroden (i.d.R. aus Nickel) in eine alkalisch-wässrige Lösung, das sog. Elektrolyt, eingetaucht, welches elektrisch leitfähig ist. Durch das Anlegen einer Gleichspannung setzt dann die elektrolytische Wasserspaltung ein und an der Kathode (negativ geladen) entstehen als Reaktionsprodukte Wasserstoff und Hydroxid-Ionen. Die Halbzellen, in denen die Elektroden hängen, sind des Weiteren durch eine permeable Membran (Diaphragma) getrennt, die nur für Hydroxid-Ionen (OH⁻) durchlässig ist. Die Hydroxidionen wandern durch die Membran zur Anode, wo sie zu Wasser und Sauerstoff reagieren. Die Membran verhindert in der Elektrolysezelle die Vermischung der entstehenden Produktgase (Wasserstoff und Sauerstoff) und die Bildung eines explosiven Gases (Knallgas). Die Wasserstoff- und Sauerstoffblasen werden durch den Elektrolytkreislauf zu den Separatoren transportiert und dort von der Kalilauge getrennt.¹⁸⁶

- Technologischer Reifegrad: Ausgereift
- Die größte operierende Alkalielektrolyseanlage: Industrial Cachimayo, Peru (25 MW, bezieht Elektrizität aus dem allg. Stromnetz)¹⁸⁷

¹⁸⁴ Vgl. Pfennig et al., (2021).

¹⁸⁵ Vgl. DWV, (2021).

¹⁸⁶ Vgl. VBI, (2019).

¹⁸⁷ Vgl. IEA, (2021a).

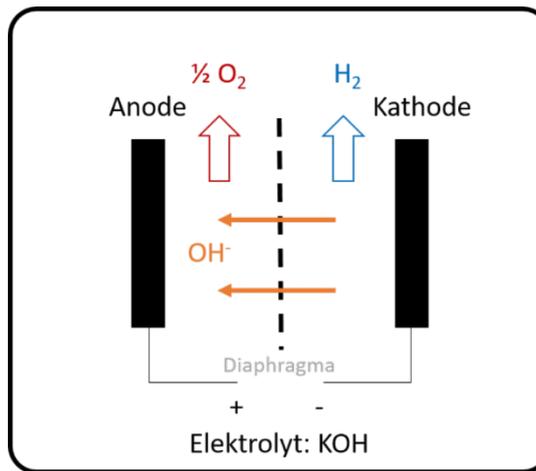


Abbildung 75: Schema der Alkali-Elektrolyse.

Quelle: FfE, (2019).

Die PEM-Elektrolyse (PEMEL)

Die in den letzten Jahren verstärkt genutzte und weiterentwickelte Proton-Exchange Membrane Elektrolyse (PEMEL) verwendet im Gegensatz zur Alkali-Elektrolyse kein Flüssigelektrolyt, sondern setzt eine protonenleitfähige, gasdichte Membran ein, die gleichzeitig den Elektrolyten darstellt. Die Elektroden mit den Katalysatorpartikeln sind unmittelbar auf der Membran angebracht und bilden die Membran-Elektroden-Einheit. Des Weiteren arbeitet die PEMEL anders als die AEL im sauren Milieu, da die Protonenleitfähigkeit durch die Zumischung von Ionomer in die Elektrodenschicht erreicht wird.¹⁸⁸ Deshalb wird für die Elektroden der Einsatz von Edelmetallen notwendig, um eine Korrosion zu verhindern. Kathodenseitig wird mit einer porösen Elektrode aus auf Kohlenstoff geträgertem Platin und anodenseitig mit metallischen oder als Oxid vorliegenden Edelmetallen wie Iridium gearbeitet. An der Anodenseite wird dann Wasser zugeführt und gemäß dem Grundprinzip der Elektrolyse eine äußere Spannung an die Elektroden angelegt. An der Anode entstehen nun Sauerstoff, freie Elektronen und positiv geladene H^+ Ionen. Durch die gasdichte Membran wandern die H^+ -Ionen anschließend von der Anodenkammer zur Kathodenkammer, wo sie sich mit den vorhandenen Elektronen zu Wasserstoff kombinieren.

¹⁸⁸ höherer Anteil an Wasserstoffionen – je mehr Wasserstoffionen in einer Lösung enthalten sind, desto saurer ist sie – $pH < 7$.

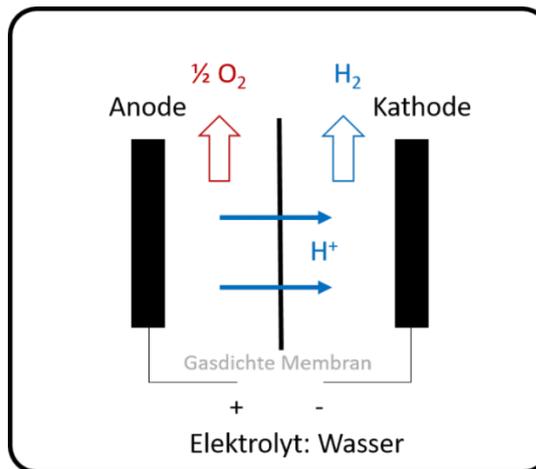


Abbildung 76: Schema der PEM-Elektrolyse.
Quelle: FfE, (2019).

- Technologischer Reifegrad: Ausgereift
- Die größte operierende PEM-Elektrolyseanlage: Air Liquide Becancour (20 MW, bezieht Elektrizität aus einer angeschlossenen Hydropower-Anlage)¹⁸⁹

Die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)

Die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) hat mittlerweile den Schritt vom Forschungsstadium zu ersten Demonstrations-Anlagen gemacht. Die auch Dampfelektrolyse genannte Technologie verwendet ein keramisches Festelektrolyt (festes Oxid) zur Trennung der Halbzellen, das bei sehr hohen Temperaturen (> 800 Grad) für Sauerstoff-Ionen leitfähig wird. Sauerstoff-Ionen diffundieren somit von der Kathodenkammer zu der Anodenkammer. Bei der HTEL kann ein Teil der für die Wasserspaltung erforderlichen Energie, statt durch elektrische Energie durch Wärmeenergie zugeführt werden. Somit könnte wertvoller erneuerbarer Strom eingespart werden.

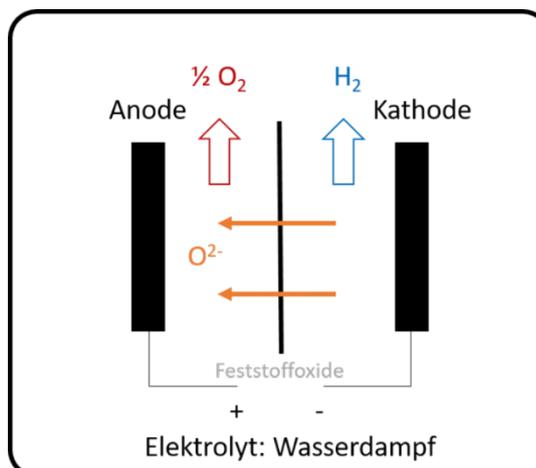


Abbildung 77: Schema der HTEL.
Quelle: FfE, (2019).

¹⁸⁹ Vgl. IEA, (2021a).

- Technologischer Reifegrad: fortgeschrittenes Forschungsstadium
- Größte operierende HTEL-Elektrolyseanlage: Hydrogen Lab Leuna (1MW) (Pilotphase)

Ausblick: Die AEM-Elektrolyse (AEMEL)

Die AEM-Elektrolysetechnologie, die wegweisend vom deutschen Cleantech-Unternehmen Enapter gefördert wird, kombiniert die Vorteile der AEL und der PEMEL: Die Bauweise der AEM-Zelle entspricht der einer PEM-Zelle, denn auch hier liegen die Elektroden direkt auf einer Membran aus ionenleitendem Polymer. Somit kann die AEMEL unter Druck und mit hoher elektrischer Leistung betrieben werden. Anders als die PEMEL arbeitet die AEMEL aber nicht im sauren, sondern wie die AEL im alkalischen Milieu. Deshalb können für diese Technologie weniger seltene und auch günstigere edelmetallfreie Materialien wie Nickel verwendet werden. Die Wasserspaltung findet wie bei der AEL kathodenseitig statt. Aufgrund dieser kombinierenden Eigenschaften (Edelmetallfrei und relativ kostengünstig; kompakte Bauweise; hohe Energieeffizienz) liegen große Hoffnungen auf der Weiterentwicklung dieser Technologie. Um Projekte im Megawatt-Bereich mit der AEM umsetzen zu können bedarf es jedoch weiterer Forschung vor allem bei der Membrantechnik. Derartige AEM-Elektrolyseure könnten nach der Meinung von Experten noch zehn Jahre von der Realisierung entfernt sein. Derzeit können Systeme im Kilowatt-Maßstab realisiert werden.

- Technologischer Reifegrad: frühes Forschungsstadium

Vor- und Nachteile der Elektrolysetechnologien

Diese Schilderungen deuten bereits an, dass jede Elektrolyse-Technologie ihre eigenen Vor- und Nachteile mit sich bringt, was sich auch auf die Kosten betreffender Anlagen auswirkt. Aufgrund der technologischen Marktreife wird die AEM aus den folgenden Beobachtungen ausgeschlossen.

Investitions- und Betriebskosten

Der größte Vorteil der Alkali-Elektrolyse sind die heute schon vergleichsweise günstigen Investitionskosten (CAPEX), die sich durch die Marktreife und die günstigeren Materialkosten erklären lassen. Da diese Technologie bereits seit dem 19. Jahrhundert bekannt ist und auch schon Elektrolyseure in größerem Kapazitätsmaßstab gebaut wurden, konnten Skaleneffekte und Modularisierung die Kosten des Anlagenbaus dementsprechend bereits reduzieren. Durch diesen Umstand werden zukünftige Kostenreduktionen dieser Technologie bei weiterer Skalierung voraussichtlich weniger drastisch ausfallen als etwa bei der PEM-Elektrolyse. Dass die Elektroden aus Nickel gefertigt werden, hat weiterhin den Vorteil, dass auf wesentlich teurere

Edelmetalle wie Platin oder Iridium, die bei PEM-Elektrolyseanlagen genutzt werden, *verzichtet werden kann*.

Anlage	Einheit	2020	2030	2040	2050	Variation	
						untere Bandbreite	obere Bandbreite
AEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	878	717	594	512	0,90	1,10
Stack AEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	439	358	297	256	0,72	1,32
PEMEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	1.610	1.216	952	793	0,90	1,10
Stack PEMEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	805	608	476	396	0,72	1,32
HTEL (SOEC)	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	1.999	1.477	1.123	905	0,90	1,10
Stack HTEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	1.000	739	561	453	0,72	1,32

Abbildung 78: Annahmen zu den Investitionskosten der Elektrolyseanlagen (AEL, PEMEL, HTEL).

Quelle: Prognos, 2020

Wie Abbildung 78 zeigt, lagen die CAPEX einer Alkali-Elektrolyseanlage laut Recherche und Berechnungen von Prognos im Jahr 2020 bei 879 EUR/kW (bzw. bei 439 EUR/kW Stackkosten),^{190 191 192 193} und könnten bis zum Jahr 2030 noch weiter sinken (716 EUR/kW bzw. 358 EUR/kW).

Anders bei der PEM-Elektrolyse; hier steht die Kommerzialisierung großer Systeme im Megawatt-Bereich noch am Anfang, was zur Folge hat, dass Skaleneffekte noch nicht realisiert werden konnten.¹⁹⁴ Die CAPEX der PEM lagen demzufolge laut Prognos im Jahr 2020 bei 1.610 EUR/kW (bzw. bei 805 EUR Stackkosten). Die Fachliteratur sieht hier jedoch in der Zukunft noch erhebliche Kostensenkungspotenziale (s. Abbildung 78). Demnach könnten die CAPEX der PEM-Anlagen bis zum Jahr 2050 auf 793 EUR/KW fallen (bzw. 396 EUR/kW Stackkosten).

An dieser Stelle sei erwähnt, dass die prognostizierten CAPEX je nach Quelle erheblich voneinander abweichen und die Zahlen der **Prognos** als **eher konservativ** einzuschätzen sind.

¹⁹⁰ Der sog. „Stack“ bildet das Kernstück des Elektrolyseurs, welcher aus in Reihe geschalteten Elektrolysezellen besteht (je mehr Stacks, desto mehr Leistung der Elektrolyseanlage).

¹⁹¹ Neben den Kosten für den Stack einer Elektrolyseanlage fallen Investitionskosten für weitere Komponenten wie Stromversorgung, Gasreinigung und Anlagenperipherie (BoP) an, die hier mit dem Faktor 2 der Stackkosten bewerten wurden.

¹⁹² Vgl. Kreidelmeyer et al., (2020).

¹⁹³ Prognos berechnet die Kostensenkungspotenziale der einzelnen Technologien unter Einbezug der Faktoren Skaleneffekte, höheren Produktionsvolumina, Lieferkettenentwicklung, erhöhter Automatisierungsgrad im Herstellungsprozess sowie weitere technologische Innovationen.

¹⁹⁴ Vgl. Smolinka et al., (2018).

So rechnen beispielsweise Hydrogen Council & McKinsey damit, dass bis 2030 Investitionskosten auf der System-Ebene von 200 – 250 USD/kW (also 176 – 221 EUR/kW) erzielt werden könnten, nennt aber nicht die verwendete Technologie.¹⁹⁵ Aufgrund der Marktreife ist davon auszugehen, dass die AEL gemeint ist. Weiterhin sieht ein von Global Energy Solutions befragter Experte aus der Industrie den Verlauf folgendermaßen: „Für die Kosten der Elektrolyseure wird in der EU für 2030 ein Zielkorridor von 150 – 320 EUR/kW angestrebt.“¹⁹⁶ Dies sei jedoch als anspruchsvoll zu bewerten. In China wiederum werden bereits heute extrem günstige Preise für Elektrolysesysteme erzielt, dazu die Quelle: „Die Kosten der (Alkali)Elektrolyseure betragen in China [heute schon] **nur 260 – 300 USD/kW** [230 – 265 EUR/kW]. Dies sind ausdrücklich nicht nur Stackkosten, sondern die für das komplette System bestehend aus Elektrolyseur, Transformator, Gleichrichterschrank, Schaltschrank, Alkalilösung, Tank und Hilfsgeräterahmen. Beim Export z.B. nach Europa verteuern sich die Elektrolyseure gemäß der in der zu beliefernden Region jeweils geltenden Codes & Standards.“¹⁹⁷

Langfristig betrachtet stellen Smolinka et al. fest, dass die CAPEX der PEM-Elektrolyse zukünftig unter denen der Alkali-Elektrolyse liegen könnten: Die Elektrolysezellen einer PEM-Anlage werden deutlich kompakter gebaut als die der AEL (3 m²/Zelle AEL vs. < 1 m²/Zelle PEM). Dies hängt zum einen damit zusammen, dass PEM-Elektrolyseanlagen im Wesentlichen baugleich sind, wobei AEL-Elektrolyseanlagen im Aufbau variieren können, was zu spezifischem Materialeinsatz und damit höheren Kosten führt. Zum anderen ist die Stromdichte, bei der die Membran der PEM betrieben werden kann, höher (< 1 A/cm² AEL vs. 2 A/cm²). Damit wird in der Praxis für die gleiche Menge Wasserstoff bei der AEL signifikant mehr Zellfläche benötigt als bei der PEM. Zusätzlich ist die Systemtechnik u.a. durch die Verwendung eines Festelektrolyten weniger komplex.¹⁹⁸ Vor allem die einfachere Systemführung und die Abwesenheit eines flüssigen Elektrolyten bedeuten zudem einen geringeren Wartungsaufwand und führen dazu, dass auch die OPEX der PEM-Anlagen günstiger ausfallen können als bei der AEL. Nichtsdestotrotz, ein Nachteil der PEM-Elektrolyse ist die Abhängigkeit von teuren und seltenen Edelmetallen wie Iridium. Gerade dieser Aspekt kann der Skalierung entscheidend im Weg stehen, was in Kapitel 2.2.2.7. noch einmal aufgegriffen wird.

Die Gesamtkosten (CAPEX+OPEX) einer HTEL-Anlage sind zum heutigen Zeitpunkt schwer einzuschätzen, da es noch keine marktreifen Komplettsysteme gibt. Laut Prognos liegen die CAPEX 2020 deshalb erwartungsgemäß am höchsten, 1.999 EUR/kW Elektrolyseleistung.

Die befragten Teilnehmer einer Studie der NOW-GmbH (NOW) aus Industrie und Wirtschaft schreiben dieser Technologie jedoch potenziell disruptive Eigenschaften zu, die vor allem

¹⁹⁵ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021a).

¹⁹⁶ Experte 1, (2021).

¹⁹⁷ Experte 1, (2021).

¹⁹⁸ Vgl. Smolinka et al., (2018).

durch die für die Industrie günstigen Eigenschaften der Nutzung von Abwärme die Nachfrage in die Höhe treiben könnten.¹⁹⁹

Auch hier werden die Systemkosten noch sinken, wenn auch (voraussichtlich) bis 2030 nicht auf das Niveau der AEL und PEM (**2030: 1477 EUR/kW ; 2050: 905 EUR/kW Systemkosten**).

Wirkungsgrade

Trotz zukünftiger Kostensenkungspotenziale bei den CAPEX der Wasserstoffelektrolyseanlagen durch Skaleneffekte, muss in Betracht gezogen werden, dass mit wachsendem Auslastungsfaktor einer Elektrolyseanlage, die Strombezugskosten den größten Anteil der Produktionskosten für Wasserstoff auf Basis erneuerbaren Stroms ausmachen. Je mehr Stunden eine Elektrolyseanlage pro Jahr betrieben wird (load factor), desto mehr Wasserstoff wird produziert und die CAPEX, also die anfänglichen Kosten für die Installation der Anlage, verteilen sich auf mehr Einheiten Wasserstoff. Die Kostensenkungspotenziale für Strom auf Basis erneuerbarer Energiequellen in Deutschland bleiben fraglich und die Autoren der NOW sehen die Belastung durch Stromkosten gar als Haupthindernis für den Markthochlauf der Wasserstoffelektrolyse *hierzulande*.²⁰⁰ International betrachtet könnten jedoch in den Sonnenwüsten der Erde deutlich geringere Preise für erneuerbaren Strom realisiert werden (ca. 1,5–2 ct/kWh), was sich positiv auf die Produktionskosten von so produziertem Wasserstoff auswirken kann. Die dazu zu betrachteten Faktoren werden in Kapitel 2.4.3.7 weiter betrachtet. Ein wichtiger Aspekt in dieser Hinsicht ist der Wirkungsgrad der jeweiligen Wasserelektrolysetechnologie, also des Verhältnisses von aufzuwendender (elektrischer) Energie zu nach der Elektrolyse erzeugten, verfügbaren (chemischen) Energie (Wasserstoff). Je niedriger der Wirkungsgrad, desto höher die Verlustleistung und desto größer das Missverhältnis zwischen Aufwand und Erzeugnis, was vereinfacht ausgedrückt hohe Stromkosten für eine bestimmte Menge erzeugten Wasserstoff durch Elektrolyse bedeutet.

Im Vergleich haben Alkali-Elektrolysesysteme den niedrigsten mittleren Wirkungsgrad (bezogen auf den Brennwert,²⁰¹ **68 %**).²⁰² Für einen Kilogramm Wasserstoff mit der AEL werden **57,9 kWh Strom** benötigt. Bei der PEM-Elektrolyse liegt dieser höher (71 % – für ein

¹⁹⁹ Vgl. Smolinka et al., (2018).

²⁰⁰ Vgl. Smolinka et al., (2018).

²⁰¹ Der berechnete Wirkungsgrad hängt davon ab, wie man den Energiegehalt des Wasserstoffs bewertet. Denn der Wirkungsgrad ist das Verhältnis zwischen **eingesetzter Energie** zu **nutzbarer Energie**, also des Brennwert o. Heizwert des Produktes. Der Brennwert von Wasserstoff ist 39,4 kWh/kg, während der Heizwert „nur“ 33,3 kWh/kg ist. Diese Diskrepanz rührt daher, dass beim Brennwert die zusätzliche Wärme, die bei der Kondensation des Wasserdampfs entstehend durch die Verbrennung des Wasserstoffs frei wird, mit in die Bilanzierung des Energiegehalts aufgenommen wird.

²⁰² Die angegebenen Wirkungsgrade beziehen sich auf das Gesamtsystem und nicht auf den Wirkungsgrad des Stacks. Das heißt hier wurde der zusätzliche Energieverbrauch der Nebenaggregate wie Kompression, Kühlung, Aufreinigung, Steuerung der Anlage mitberücksichtigt. Der Wirkungsgrad des Stacks ist also höher als der des Gesamtsystems.

Kilogramm H₂ werden somit 55,5 kWh Strom benötigt) und bei der Hochtemperaturelektrolyse am höchsten mit 73 % (53,97 kWh Strom/kg H₂), da diese Technologie ja auch zusätzlich Prozessabwärme aus der Industrie nutzen kann. Projiziert auf 2050 und unter Annahme weiteren technologischen Fortschritts geht das Institut davon aus, dass der Wirkungsgrad der Technologien noch weiter gesteigert werden kann (71 %, 75 %, 79 %). Zukünftig wird es somit möglich sein, aus **50 kWh Strom 1kg H₂** herzustellen (bei einem Wirkungsgrad von 79 % im Jahr 2050, s. Abbildung 79).²⁰³

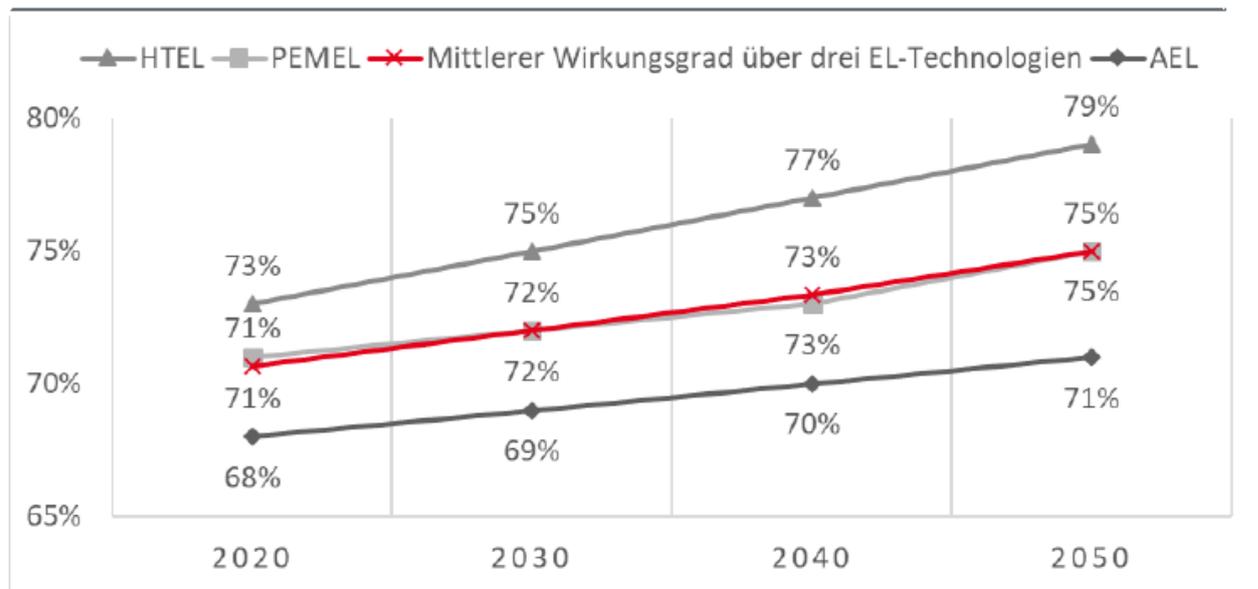


Abbildung 79: Prognose der Entwicklung der Elektrolysewirkungsgrade (brennwertbezogen).

Quelle: Prognos, (2019).

In Anbetracht dessen, kann davon ausgegangen werden, dass die Strombezugskosten der PEMEL und HTEL wie erwähnt unter denen der AEL liegen werden. Sollte es gelingen, die CAPEX der PEMEL und HTEL auf das Niveau der AEL zu reduzieren (etwa durch Skaleneffekte und die Verwendung günstigerer Herstellungsmaterialien), könnten diese beiden Technologien zukünftig durch die höheren Wirkungsgrade und die oben beschriebenen niedrigeren OPEX, die insgesamt günstigeren Elektrolysesysteme darstellen.

Weitere Effizienzvorteile der PEM und HTEL gegenüber AEL

Zusätzlich zu den besseren Wirkungsgraden, bestehen bei der PEM- und HTEL-Elektrolyse-technologie aktuell noch weitere Effizienzvorteile gegenüber der AEL.

Die Mittelwerte für die Startzeit aus dem kalten Standby in den nominellen Betrieb sind bei der PEM-Elektrolyse am niedrigsten (weit unter 50 Minuten, bei AEL über 50 Minuten und HTEL

²⁰³ Die angegebenen Wirkungsgrade beziehen sich auf den Nennlastbetrieb, unter Teillast können die Wirkungsgrade abweichen.

mehr als 600 Minuten). Diese Zeit ist wichtig, da in einem zukünftig mehr und mehr auf erneuerbaren Energien basierenden Energiemarkt die Stromverfügbarkeit variieren kann oder volatil ist. PEM-Elektrolyseure, die besser auf diese Variation reagieren können und schnell hochfahren, sobald erneuerbare Energie zur Verfügung steht, sind hier im Vorteil. Auch liegt die minimale Teillast bei unter 5 %, was bedeutet, dass die Systeme besser mit variierenden Strommengen umgehen können. Es ist jedoch zu beachten, dass Brancheninsider, befragt von der NOW, prognostizieren dass sich die Stand-by Zeiten auch bei der AEL und HTEL noch weiter verringern werden. Zukünftig wird es mit allen Systemtechnologien möglich sein Startzeiten von unter 50 Minuten zu erzielen, wobei die PEMEL weiterhin am schnellsten hochfährt (siehe Abbildung 80).²⁰⁴

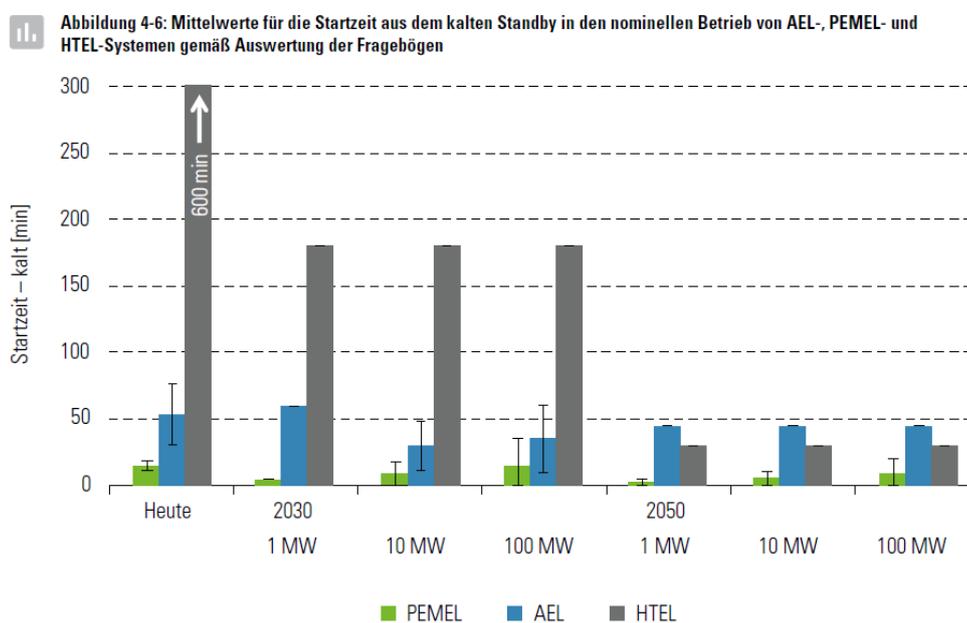


Abbildung 80: Prognostizierte Startzeiten aus dem kalten Standby in den nominellen Betrieb von AEL-, PEMEL- und HTEL-Systemen.

Quelle: Smolinka et al. 2018

Die Eigenschaften der Hochtemperaturelektrolyse könnten, wie oben angedeutet, wiederum vor allem für Industriebetriebe von Bedeutung sein, wenn es um Energieeffizienz geht. Da ein Teil der für die Elektrolyse benötigten elektrischen Energie bei dieser Technologie durch Wärmeenergie substituiert werden kann, könnte etwa Abwärme aus Industrieprozessen zum Aufheizen der Anlagen eingesetzt werden. Dies spart (erneuerbaren) Strom, steigert den Wirkungsgrad der HTEL und senkt somit (bei ausreichendem Auslastungsfaktor) die Gestehungskosten für Wasserstoff auf der Basis erneuerbaren Stroms.

²⁰⁴ Die Standby-Zeiten können im Teillastbetrieb von den hier angegebenen abweichen.

Zusammenfassend lässt sich bis hierhin festhalten, dass die unterschiedlichen Elektrolyse-technologien verschiedene Vor- und Nachteile mit sich bringen. Die AEL ist aktuell die kostengünstigste und etablierteste Elektrolysetechnologie am Markt und wurde bereits in großem Maßstab und zu niedrigen Materialkosten realisiert. Ihr Wirkungsgrad ist aber gegenüber der PEM und HTEL (noch) geringer und die Anlagen weniger kompakt in der Bauweise. Die PEM dagegen ist durch die kompakte Konstruktion und niedrigen Stand-by Zeiten hochgradig flexibel, benötigt jedoch für den Herstellungsprozess seltene Edelmetalle. Die HTEL zuletzt weist schon jetzt den höchsten Wirkungsgrad unter den Elektrolysetechnologien durch die Nutzung von Abwärme auf, benötigt jedoch noch sehr hohe Stand-By Zeiten und ist allgemein noch nicht als marktreife Technologie einzuschätzen (für eine Auflistung der einzelnen Aspekte der Elektrolysetechnologien siehe Tabelle 8).

Realistisch betrachtet wird sich zukünftig wohl keine Monokultur der Elektrolysetechnologien am Markt ergeben, sondern je nach Kontext und Anwendungsbereich die passenden Systeme angewandt.

Tabelle 8: Überblick der verschiedenen Elektrolysetechnologien.

	AEL	PEMEL	HTEL
Elektrolyt	Basischer Flüssigelektrolyt	Polymerer Festelektrolyt	Feststoffoxid
Typisches Temperaturniveau (°C)	60 – 90	50 – 80	700 – 900
Typisches Druckniveau (bar)²⁰⁵	10 – 30	20 – 50	1 – 15
Vorteil	Hoher Etablierungsgrad/geringste CAPEX günstigste Materialien	Hohe Flexibilität (teil- und überlastfähig) kompakte Bauweise	Hohe Wirkungsgrade bei der Einbindung von Prozesswärme möglich
Nachteil	Geringster Wirkungsgrad Weniger kompakt	Seltene Edelmetalle (Iridium, Platin) benötigt	Wenige Erfahrungswerte hohe Betriebstemperaturen (700–900 °C)

2.4.3.6 Markthochlauf der Wasserstoffelektrolyse

Technologischem Fortschritt zum Trotz darf nicht außer Acht gelassen werden, dass der Herstellungsprozess von Wasserelektrolyseanlagen heute aufgrund der bisher geringen

²⁰⁵ Je höher der Druck, mit dem die Anlagen betrieben werden können, desto weniger Energie wird für die anschließende Kompression des erzeugten Wasserstoffs benötigt. Der potenzielle Verzicht auf Kompressoren hat Vorteile auf die OPEX (weniger Wartung und Instandhaltungskosten) wie auch die CAPEX (weniger Investitionskosten für zusätzliche Kompressoren)

Nachfrage von so produziertem Wasserstoff noch nahezu vollständig im Manufakturbetrieb stattfindet.²⁰⁶ Zur Einordnung: Im Jahre 2019 belief sich die europaweite Kapazität von installierten Wasserstoffelektrolyseuren auf ca. **92 MW (0,092 GW)**, die etwa **41 t elektrolytischen Wasserstoff pro Tag** produzieren und damit etwa **0,14 %** der Wasserstoffproduktion abdecken.²⁰⁷ Dies bedeutet eine Steigerung von 33 % gegenüber dem Vorjahr (68 MW zu 92 MW).²⁰⁸ Die meisten Installationen liegen in Deutschland (28), gefolgt von dem Vereinigten Königreich (13) und Frankreich (9). Deutschland stellt mit 17 t pro Tag am meisten Wasserstoff über die Elektrolyse her, dahinter Finnland mit 4 t und die Schweiz mit 3 t.²⁰⁹

Weltweit betrachtet bewerten Beratungsunternehmen wie AURORA die installierte Kapazität von Wasserstoffelektrolysesystemen auf ungefähr das doppelte der Anlagen in Europa, also etwa 0,2 GW (200 MW).²¹⁰

Aus der aktuellen Datenbank der IEA zu weltweiten Elektrolyseprojekten ergibt sich eine kumulierte installierte und operative Elektrolyseleistung von 0,363 GW (363 MW).²¹¹ Wenn also angenommen wird, dass die weltweite Fertigungskapazität von Elektrolysewasserstoff etwa zweimal so hoch ist wie in Europa, also 82 t pro Tag und diese Zahl mit der Menge an täglich durch Dampfreformierung erzeugtem Wasserstoff vergleicht, die 2019 bei ca. 69 t im Jahr, also etwa 189.041,1 t pro Tag lag, dann wird deutlich,²¹² wie verschwindend gering der Anteil an Elektrolysewasserstoff am Weltmarkt noch ist.

Die Literatur ist sich deshalb einig: Um das Angebot an CO₂-armem Wasserstoff zu erhöhen, muss sich die Elektrolyseindustrie zu einer global vernetzten Gigawatt-Industrie entwickeln. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es jedoch der Weiterentwicklung des genannten Manufakturbetriebs mit einstelliger Gigawatt-Produktionskapazität durch eine Serienfertigung von Standardmodulen, die dann verfahrenstechnisch integriert werden können. Laut des von uns befragten Experten, der Kontakt zu Herstellern von Elektrolyseanlagen hat, planen die Betriebe je nach Anforderungen Marktes bereits im Jahr 2025 global bis zu 20 GW pro Jahr und 2030 bis zu 100 GW und mehr pro Jahr fertigen zu können. Ein wichtiger Akteur in der Produktion von Elektrolyseuren wird China sein, wo aktuell die Fertigung der PEM von der Regierung massiv bezuschusst wird.²¹³ Dort werden wie oben beschrieben schon heute günstigere Fertigungskosten für Elektrolysesysteme erzielt, die zukünftig noch weiter fallen und den europäischen und amerikanischen Herstellern starke Konkurrenz machen könnten. Allein dort

²⁰⁶ Vgl. Smolinka et al., (2018).

²⁰⁷ Vgl. Fuel Cells and Hydrogen Observatory, (2021).

²⁰⁸ Vgl. Fuel Cells and Hydrogen Observatory, (2021).

²⁰⁹ Vgl. Fuel Cells and Hydrogen Observatory, (2021).

²¹⁰ Vgl. Aurora Energy Research, (2021a).

²¹¹ Vgl. IEA, (2021a).

²¹² Vgl. Hohmann, (2021).

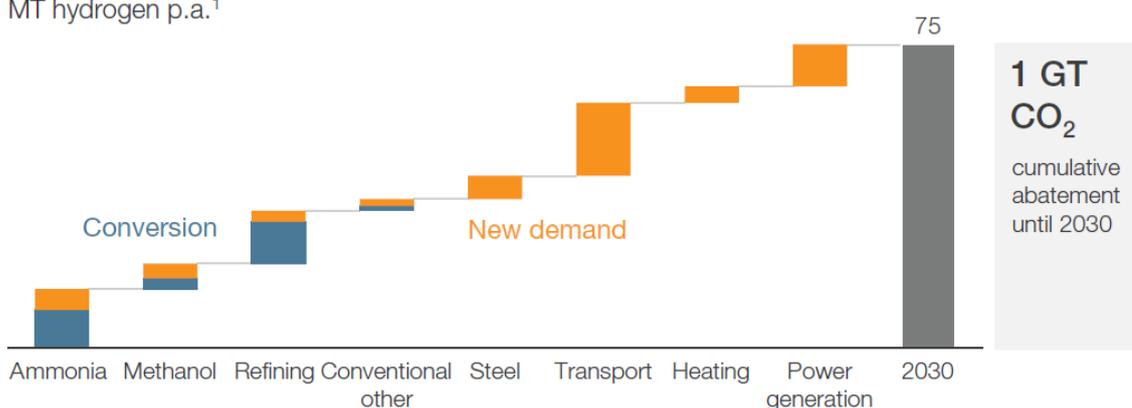
²¹³ Vgl. Bork, (2021).

könnten laut des befragten Experten im Jahr 2025 Anlagen im Umfang von 10 GW Elektrolysekapazität gefertigt werden.²¹⁴

In ihrer Studie vom November 2021 errechnen der Hydrogen Council und McKinsey den globalen Wasserstoffbedarf, um die Weichen dafür zu stellen bis 2050 die weltweiten CO₂ Emissionen auf netto-null zu senken. Bis 2030 werden demzufolge 75 t „clean hydrogen“, also CO₂-armer Wasserstoff, pro Jahr benötigt.²¹⁵ Bis 2050 dann 660 t (22 % des globalen Endenergiebedarfs). Demnach hat der Einsatz von CO₂-armem H₂ in CO₂-emissionsintensiven Branchen das Potenzial im Jahre 2050 **den Ausstoß von 7 GT CO₂ zu verhindern**. Um dieses Ziel zu erreichen, werden bis 2030 **200–250 GW installierter Elektrolyseleistung** benötigt, und zusätzlich eine jährliche Herstellungskapazität von 45 GW.²¹⁶ Bis 2050 sollen somit 3 – 4 TW installierter Elektrolyseleistung erreicht werden (produziert ca. 400 – 550 t Wasserstoff).²¹⁷ Entlang der gesamten Wertschöpfungskette für CO₂-armen Wasserstoff werden demnach weitere 540 Milliarden USD, neben den bereits angekündigten 160 Milliarden USD investiert werden müssen (insgesamt 700 Mrd. USD).²¹⁸ Wichtig sind an dieser Stelle zwei Feststellungen:

Hydrogen Council und McKinsey gehen davon aus, dass CO₂-armer Wasserstoff eine komplementierende Rolle in der globalen Energieversorgung spielen wird, neben anderen Technologien wie erneuerbarem Strom, Biotreibstoffe, Energieeffizienzinnovationen (wird sich vor allen in Industrien durchsetzen), die Energieträger mit einer hohen Energiedichte benötigen und nicht direkt elektrifizierbar sind – wie etwa Stahl, Schifffahrt, Luftfahrt oder Fernverkehr (siehe Abbildung 81).

Clean hydrogen end use demand in 2030,
MT hydrogen p.a.¹



1. Grey conversion by 2030 of: 50% (EU), 40% (Japan, Korea), 30% (North America) and 20% (China, Middle East, RoW)

Abbildung 81: Prognostizierte Nachfrage nach CO₂-armem Wasserstoff bis 2030 nach Sektor.

Quelle: Hydrogen Council & McKinsey, (2021).

²¹⁴ Vgl. Experte 1, (2021).

²¹⁵ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

²¹⁶ Expertenberichten zufolge sind diese Fertigungskapazitäten erreichbar (s. Infokasten auf Seite 19).

²¹⁷ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

²¹⁸ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

Hydrogen Council und McKinsey weisen der Produktion von CO₂-armem, also solchem Wasserstoff, der auf Basis fossiler Energieträger mit Hilfe von CCUS-Technologie oder Methanpyrolyse hergestellt wurde, eine wichtige Rolle für den Hochlauf einer globalen Wasserstoffwirtschaft zu. Dies liegt vor allem daran, dass die Etablierung der Elektrolyseinfrastruktur, wie hier beleuchtet, *noch am Anfang steht*. Um ein kompetitives Angebot an CO₂-armem Wasserstoff zu einem vergleichbaren Marktpreis wie konventionellem Wasserstoff zu erreichen und damit die Nachfrage zu steigern, sehen die Autoren von Hydrogen Council und McKinsey, aber beispielsweise auch der International Energy Agency (IEA) die hochskalierte Produktion von **sogenanntem blauem und türkisen Wasserstoff** als Werkzeug, um schneller große Mengen CO₂-armen H₂ produzieren zu können und gleichzeitig den Hochlauf des Elektrolysewasserstoff auf Basis erneuerbaren Stroms zu „entlasten“.²¹⁹ Denn würden etwa die genannten 75 t bis zum Jahr 2030 ausschließlich über die Elektrolyse produziert bedürfe dies einer installierten Elektrolyseleistung von ca. 600 GW bis zum Jahr 2030 und 5,5 TW bis zum Jahr 2050.

Das Erreichen dieser Ausbaukurve scheint in Anbetracht der aktuellen Ausgangslage fragwürdig. Hydrogen Council und McKinsey kumulieren deshalb, dass von den 75 t, 45 – 55 t auf Basis fossiler Energieträger in Kombination mit CCUS hergestellt werden. Dies bedarf eines zusätzlichen Ausbaus der CO₂-Speicherinfrastruktur von 350 – 450 t CO₂ pro Jahr. Bis zum Jahr 2050 und mit zunehmenden Hochlauf des „renewable hydrogen“ nimmt der Anteil des Wasserstoffs auf Basis von Erdgas an der Gesamtmenge von 660 t CO₂-armem H₂ ab, beläuft sich aber immer noch auf 140 – 280 t, also ca. 20 – 40 %.²²⁰

Die nachstehende Tabelle zeigt verschiedene Bedarfsniveaus für Wasserstoff und die theoretisch benötigte installierte Elektrolyseleistung für den Elektrolysewasserstoff basierend auf verschiedenen Studien zum Thema der letzten Zeit auf. Hieraus wird vor allem deutlich, dass Prognosen über die benötigte installierte Leistung von Elektrolyseanlagen davon abhängen, welchen Anteil ausschließlich Elektrolysewasserstoff auf Basis erneuerbarer Energieträger am weltweiten Gesamtwasserstoffbedarf ausmachen soll.

²¹⁹ Vgl. IEA, (2021b).

²²⁰ Vgl. Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

Tabelle 9: Überblick über die verschiedenen Wasserstoffbedarfsszenarien aus der Literatur.

Quelle	Datum	2030	2040	2050
LBST/WorldEnergy Council	Sept. 2020			270 t 9000 TWh/a ca. 1,5-2 TW installierte Leistung
PwC Studie	23.4.2021	88 t ca. 500 – 600 GW installierte Leistung	137 t 4590 TWh/a ca. 1 TW installierte Leistung	
PwC Studie	16.8.21			600 t ca. 4 TW installierte Leistung
IEA Global Hydrogen Review	2021	230 t (davon 70 % über Elektrolyse oder durch CCUS) ca. 850 GW installierte Leistung		500 t 3,6 TW installierte Leistung
Frost & Sullivan	2021	168 t 5,7 t davon aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom ca. 50 GW installierte Elektrolyseleistung		
Hydrogen Council und McKinsey	11.2021	75 t 20–30 t davon mit erneuerbarem Strom ca. 200–250 GW installierte Elektrolyseleistung		660 t 400–500 t davon mit erneuerbarem Strom ca. 3–4 TW installierte Leistung
IRENA	2021	154 t 350 GW		614 t 5 TW installierte Leistung

Das zukünftige Bedarfsniveau an Elektrolysekapazität *nur für Deutschland* könnte laut NOW bei **137–275 GW installierter Leistung** bis 2050 liegen, wenn die Klimaziele der Bundesregierung zur CO₂-Neutralität erreicht werden sollen.²²¹ Dies jedoch unabhängig davon, ob so produzierter Wasserstoff auch aus dem Ausland importiert werden kann. Dies kommt der Annahme von McKinsey nahe, dass etwa 12,6 Mt Wasserstoff in Deutschland bis zum Jahr 2050 benötigt werden könnten.²²² Sollten diese nur aus Elektrolyse gewonnen werden, läge der Bedarf bei ca. 83 GW Elektrolysekapazität (angenommene Auslastung = 5.000 VLH). Zum Vergleich, die nationale Wasserstoffstrategie sieht derzeit den Ausbau von Elektrolyseanlagen im Land von ca. 5 GW bis 2030 und weiteren 5 GW bis zum Jahr 2040 vor.²²³

²²¹ Vgl. Smolinka et al., (2018).

²²² Vgl. McKinsey & Company, (2021).

²²³ Vgl. BMWi, (2020).

Die Autoren der NOW-GmbH, aber auch Hydrogen Council und McKinsey und andere halten die Niedertemperatur-Elektrolysetechnologien, also AEL und PEM, für einen Markthochlauf für ausgereift und argumentieren, dass weitere Optimierungen und Kostenreduktionen durch Skalierung (Senkung der CAPEX) sowie den Ausbau erneuerbarer Energien (um den Strompreis aus Erneuerbaren zu senken) erreicht werden können.²²⁴ Dies sei wichtiger als die weitere Forschungsförderung, da nur durch den Markthochlauf das Potenzial von Skaleneffekten und einer Senkung der Strompreise aus Erneuerbaren die letztliche Kostenverringering von Elektrolysewasserstoff erreicht werden können. Einzig bei der Hochtemperaturelektrolyse, die ja bisweilen noch nicht in einem kommerziellen Komplettsystem umgesetzt wurde, seien weitere Forschungsförderungen sinnvoll, um auch diese Technologie zukünftig zur Marktreife führen zu können. Grundsätzlich betont NOW, möglichst viele Technologien am Markt zu etablieren, da sich dies positiv auf den Wettbewerb auswirkt und sich die effizienteste Technologie in den verschiedenen Sektoren durchsetzt,²²⁵ was oben beschriebenen Einschätzung entspricht, dass der Markt der Elektrolyseanlagen keiner Monokultur entsprechen wird.

2.4.3.7 Limitierende Faktoren für den Markthochlauf

Trade-Offs

McKinsey und der Hydrogen Council schätzten in einem Report Anfang des Jahres 2021, dass bei einer weltweit installierten Elektrolyseleistung von 65 GW durch die damit einhergehende Reduktion der CAPEX in optimalen Regionen ähnliche Produktionskosten wie bei grauem Wasserstoff erzielt werden können, die bei Erdgaspreisen von 2,69 ct/kWh bei rund **1–2 EUR/kg bzw. bei 1000–2000 EUR/t liegen** (siehe Abbildung 82).

Allerdings wird hierbei vorausgesetzt, dass die CAPEX bis zum Jahr 2030 auf 200–250 USD/kW fallen werden (verglichen mit den Zahlen von Prognos scheint dies optimistisch), die Stromkosten für die Elektrolyse auf 13–37 USD/MWh sinken (Abbildung 83 zeigt das Preisniveau in ausgewählten OECD-Ländern im Jahr 2020) und ein optimaler Auslastungsfaktor für die Anlagen erzielt wird (> 50 %).

²²⁴ Vgl. Smolinka et al., 2018; Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

²²⁵ Vgl. Smolinka et al., (2018).

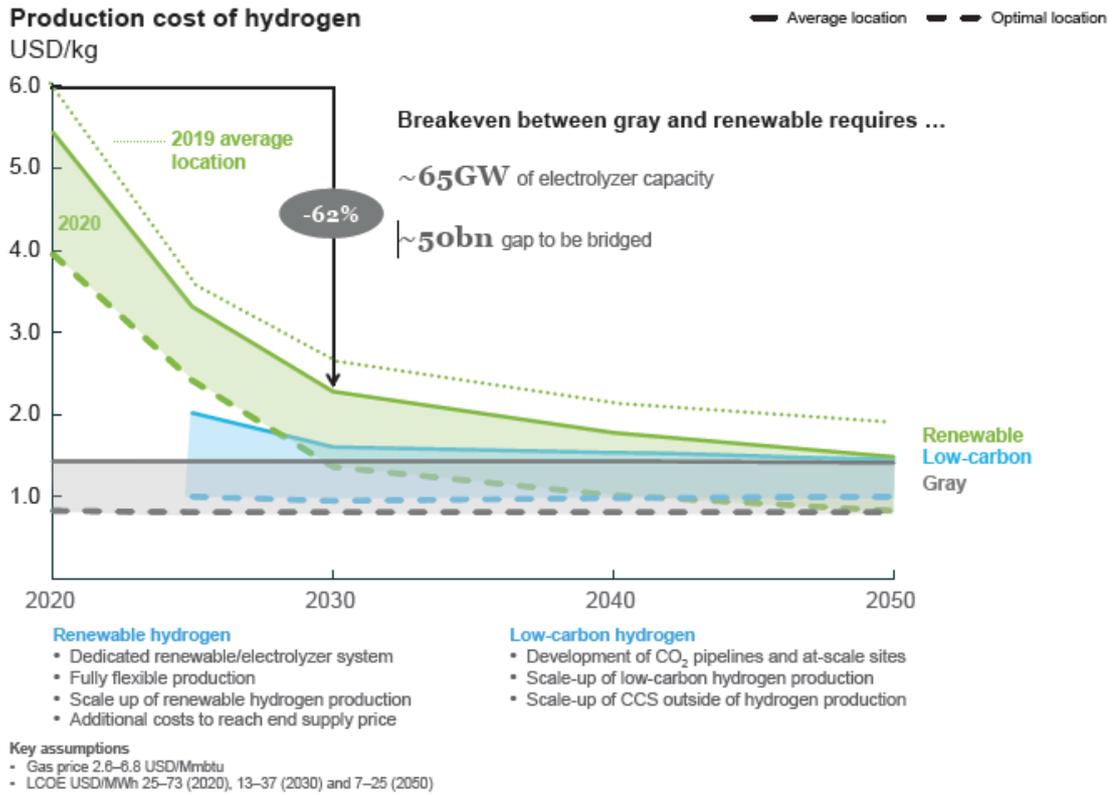


Abbildung 82: Wasserstoffproduktionskosten nach Art der Erzeugung.
 Quelle: Hydrogen Council & McKinsey, (2021).

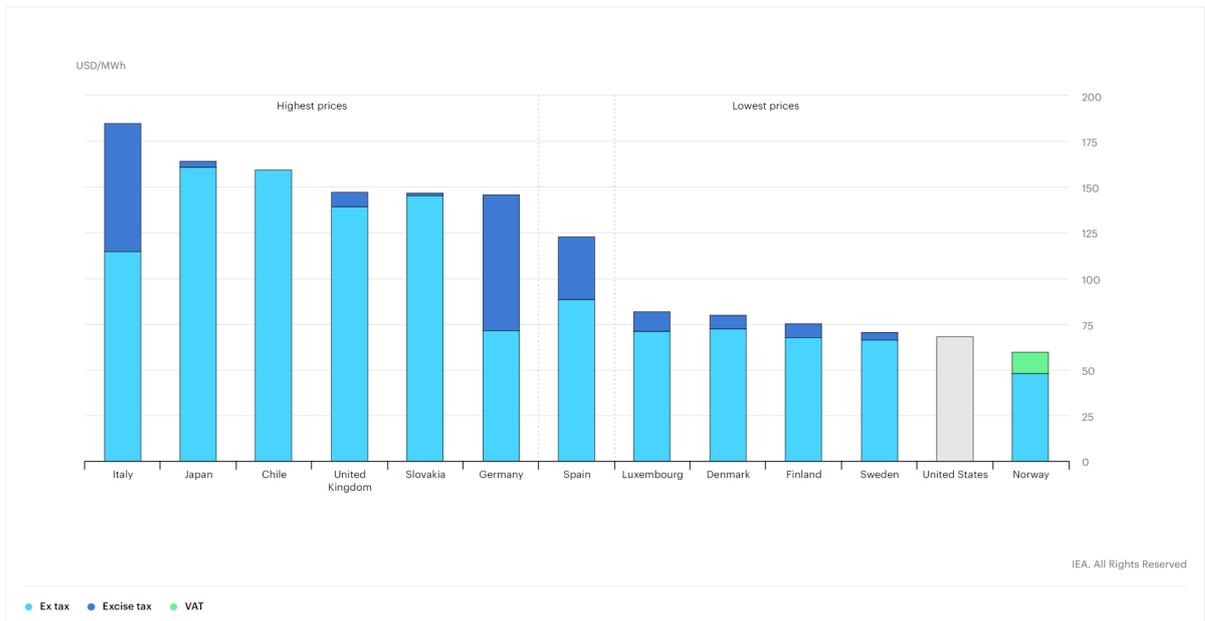


Abbildung 83: Industriestromkosten in ausgewählten OECD-Ländern 2019.

Vereinfacht gesagt sind entscheidende Faktoren, die den Produktionspreis des Wasserstoffs durch Elektrolyse beeinflussen also:

- a) CAPEX,

- b) OPEX,
- c) die Strom- und Wasserkosten und
- d) der Auslastungsfaktor

Wenn CAPEX und OPEX niedrig, die Strom- und Wasserkosten gering und der Auslastungsfaktor hoch ist, dann können bei der Produktion von CO₂-armem Wasserstoff, wie die Abbildung 82 zeigt, durchaus vergleichbare Preise wie bei grauem Wasserstoff erzielt werden. Daraus ergibt sich folgende *vereinfachte* Gleichung:

$$\text{Levelised Cost of Hydrogen (LCOH)} = \frac{\text{CAPEX (\$)} + \text{O\&M(\$)} + \text{Inputs(\$)}}{\text{Hydrogen Output (kg)}}$$

mit

CAPEX (\$) = Investitionskosten in beliebiger Währung

O&M (\$) = Operations & Maintenance

Inputs (\$) = Elektrizität + Wasser

Hydrogen Output (kg) = abhängig vom Auslastungsfaktor

LCOH in gewählter Währung pro kg-H₂

Das Hochskalieren von Elektrolysesystemen verringert in erster Linie die CAPEX der Anlagen. CAPEX-Verringerung beeinflussen den Produktionspreis von Wasserstoff am stärksten, wenn die Auslastung bzw. die Vollaststunden des Systems (im Folgenden load factor) unter 50 % liegen, das heißt, dass die Anlage ca. 4.380 h/a Wasserstoff produziert. Dies zeigen folgende Modellrechnungen:

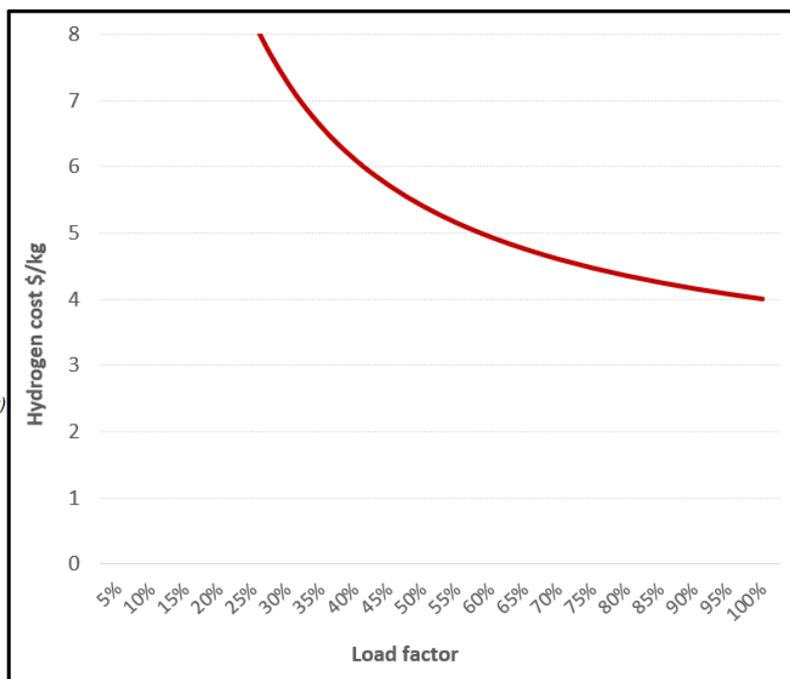


Abbildung 84: Modell A.
Quelle: World Hydrogen
Leaders, 2021

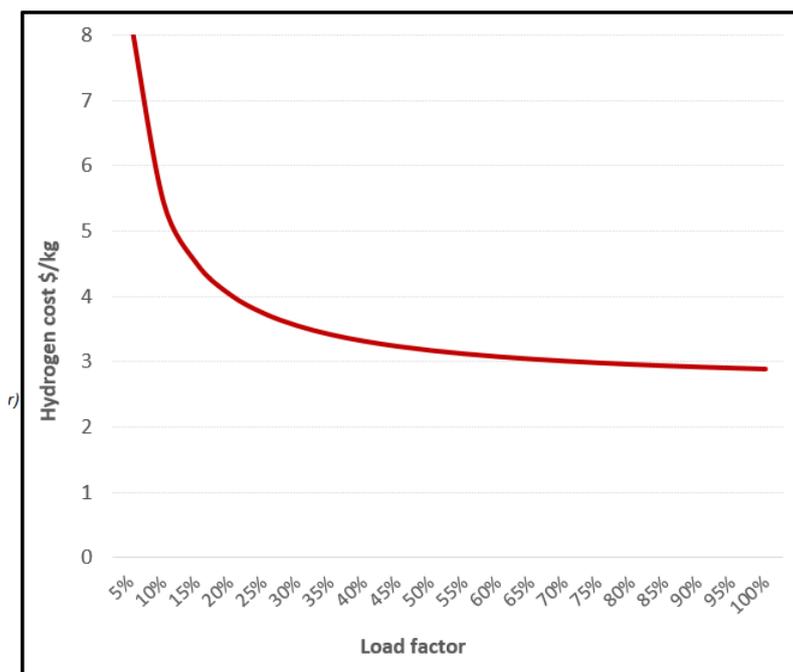


Abbildung 85: Modell B.
Quelle: World Hydrogen
Leaders, (2021).

Im Modell A in Abbildung 84 liegen die Systemkosten, wie von Prognos für das Jahr 2020 für die AEL benannt, bei 878 Euro/kW (also ca. USD 985). In Modell B Abbildung 85 liegen sie, wie von McKinsey und Hydrogen Council für das Jahr 2030 kalkuliert, bei 200 USD/kW. Die Strom- und Wasserkosten sind in beiden Modellen gleich (50 USD/ MWh und 1 USD/m³). Es wird angenommen, dass bei einem Wirkungsgrad von 68 %, 58 kWh Strom/kg Wasserstoff benötigt werden. Die OPEX liegen bei 4 % der CAPEX. Bei einer Auslastung von 50 % liegen die Produktionskosten im Modell A **bei 5,41 USD/kg H₂** und im Modell B **bei 3,41 USD/kg H₂**. Zwar lässt sich somit eine signifikante Produktionskostenreduktion erzielen, jedoch kein Preis, der auf dem Niveau des *Marktpreises* des grauen Wasserstoffs liegt (1–2 Euro/kg bzw. 1,12–2,24 USD/kg).²²⁶ Dies gelingt auch nicht, wenn die CAPEX bei nur 100 USD/kW liegen (3,23 USD/kg bei 50 % load factor) und der load factor gleichbleibt. Doch auch wenn die Systeme stärker ausgelastet würden, verminderte sich bei einer reinen Verringerung der CAPEX der Produktionspreis nicht weiter signifikant. In den beiden Modellen zeigt sich, dass die Kurve mit steigendem Auslastungsfaktor abflacht. Dies ist dadurch zu begründen, dass sich die CAPEX mit steigender Produktion auf immer mehr Einheiten Wasserstoff verteilen und somit einen geringeren Anteil an den Gesamtproduktionskosten ausmachen. *De facto* fallen die Strombezugskosten mit steigender Auslastung schwerer ins Gewicht, wie Abbildung 86 am Beispiel Deutschland zeigt.

²²⁶ Wichtig ist, zwischen Marktpreis und Produktionspreis zu unterscheiden. Der Marktpreis liegt in der Regel über dem Produktionspreis von Wasserstoff, da er auf das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage reagiert sowie weitere Kosten wie etwa Transportkosten inkludiert.

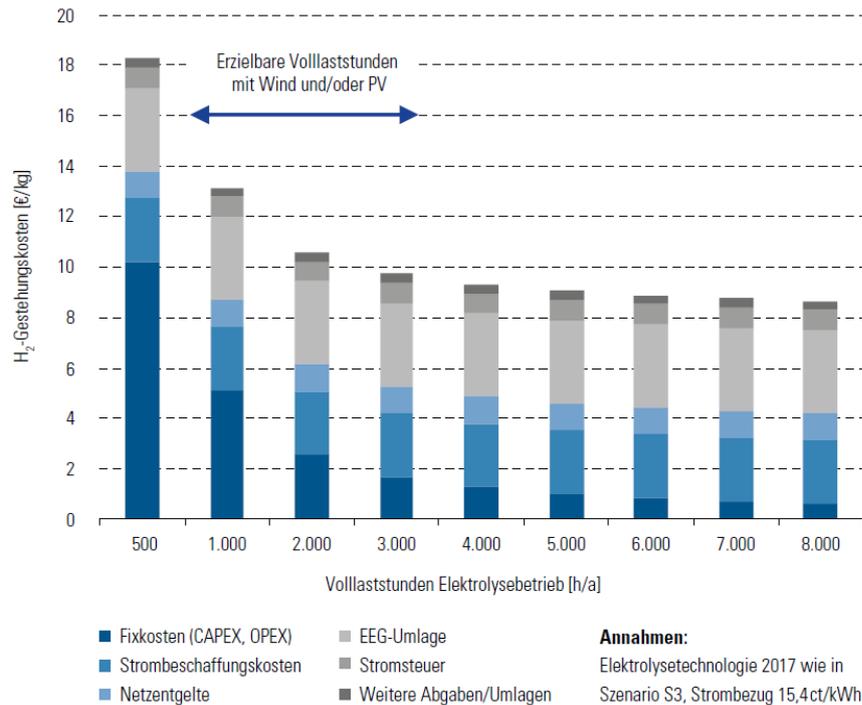


Abbildung 86: Zusammensetzung der Wasserstoffproduktionskosten am Beispiel Deutschland.
 Quelle: Smolinka et al., (2018).

Um einen kompetitiven Produktionspreis für CO₂-armen Wasserstoff aus Elektrolyse zu erreichen, müssen also zusätzlich zu den CAPEX, die Strombezugskosten gesenkt und gleichzeitig ein ausreichender load factor erzielt werden.

Angenommen sei ein Szenario, in dem im Jahr 2030 in den Sonnenwüsten der Welt Strompreise um 20 USD/MWh (0,02 USD/kWh) realisiert werden können, die CAPEX für Elektrolyseure fallen auf 200 USD/kW (McKinsey & Hydrogen Council) und der Wirkungsgrad der AEL-Systeme steigt auf 69 % (Prognos), dann ergibt sich nach dem hier genutzten (vereinfachten) Modell ein Wasserstoffproduktionspreis von 1,77 USD/kg bei 50 % Auslastungsfaktor. Ein kompetitiver Preis zu grauem Wasserstoff wäre erreicht.

In der Realität bestehen jedoch *trade-offs*, die den Markthochlauf von CO₂-armem Wasserstoff durch Elektrolyse (noch) behindern. Zum einen werden die CAPEX für Elektrolyseanlagen bis 2030 wohl nicht so weit fallen wie von McKinsey und Hydrogen Council angenommen. Realistischer sind hier laut Fraunhofer ISE und wie oben erwähnt Prognos Anlagenkosten von **ca. 500 – 700 USD/kW**, was jedoch den benötigten load factor um einen kompetitiven Produktionspreis zu erzielen, noch einmal erhöht. Zum anderen sind Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energien für 0,02 USD/kWh und derzeit wieder steigenden Preisen für PV-Module und Windanlagen wohl auch in der sonnenreichen MENA-Regionen für den benötigten Auslastungsfaktor, der für die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse benötigt wird von mind. 50 % oder

mehr bis auf Weiteres nicht flächendeckend realisierbar.²²⁷

Prognos zeigt, dass wenn beispielsweise eine Elektrolyseanlage in der sonnenreichen MENA Region nur mit einer PV-Anlage betrieben wird, sich Stromgestehungskosten von 3,9 €cent/kWh, also 39 EUR/MWh ergeben.²²⁸ Jedoch kann ein Elektrolyseur (ohne zusätzlichen Überbau der PV-Felder und Batteriespeicher) mit dem Strom direkt aus der PV-Anlage nur 3.000 Stunden lang im Jahr betrieben werden. Bei CAPEX von derzeit 985 USD und diesen Strompreisen ergibt sich nach dem Modell ein Produktionspreis bei dem angegebenen load factor von ca. 9 USD/kg und wenn die CAPEX entsprechend Fraunhofer ISE auf 500 USD sinken ca. 5 USD/kg.

Um den load factor zu erhöhen, bietet sich nun ein Überbau an installierter Leistung der PV-Anlagen mit zusätzlicher Batteriekapazität für den Betrieb von Elektrolyseanlagen in sonnenreichen Regionen an, um die überschüssige Energie zu speichern und dann zum Beispiel nachts zu nutzen. Dies belastet jedoch die Stromgestehungskosten zusätzlich und erscheint nur sinnvoll, wenn so der load factor der Elektrolyseanlage auf einen ausreichenden Prozentsatz erhöht werden und der Gestehungspreis für den entstehenden Wasserstoff im Verhältnis gesenkt werden kann. Mit derartigen PV-Batterie-Lösungen könnten 5.000 Stunden Volllaststunden erreicht werden, zu Stromgestehungskosten von 5–6 €cent/kWh (LCOH = ca. 4 USD/kg).^{229 230}

Weiterhin ist die zusätzliche Stromverwendung durch ein Windrad denkbar. So könnten durch eine derartige Hybrid-Nutzung wohl über 5.000 Volllaststunden erreicht werden, der Stromgestehungspreis liegt aufgrund der zusätzlichen Kosten bei ca. 4–5 €cent/kWh (LCOH = ca. 3,5 – 4 USD/kg).^{231 232}

Andernfalls kann die Anzahl der Volllaststunden dadurch erhöht werden, dass zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen wird. Dieser ist in der Regel jedoch deutlich höher bepreist, als der autark produzierte Strom aus der an die Elektrolyseanlage angeschlossenen PV- oder Windanlage (Strom aus Erneuerbaren insbesondere).

Zusammenfassend gilt es für einen erfolgreichen Markthochlauf der Elektrolyse also die verschiedenen *bottlenecks* (nämlich vor allem CAPEX und Stromgestehungskosten) *gleichzeitig* zu adressieren. Denn die ausschließliche Senkung einer dieser Faktoren führt nicht dazu, dass sich CO₂-armer Wasserstoff am Markt gegen konventionellen grauen Wasserstoff durchsetzen

²²⁷ Vgl. Theurer, (2021).

²²⁸ Vgl. Kreidelmeyer et al., (2020).

²²⁹ CAPEX= 500 USD/kW; Wirkungsgrad = 69 %

²³⁰ Vgl. Kreidelmeyer et al., (2020).

²³¹ Vgl. Kreidelmeyer et al., (2020).

²³² Ein weiterer möglicher Weg die Volllaststunden einer Elektrolyseanlage auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien zu steigern, ist die Verwendung sog. Hydropower. Dies ist jedoch nur an begrenzten Standorten möglich.

kann. Nur wenn CO₂-armer Wasserstoff zu kompetitiven Preisen gegenüber grauem Wasserstoff produziert werden kann, entstehen *business cases* und der Markthochlauf beschleunigt sich. Hierzu bedarf es geeigneter staatlicher Regulierung und weiterer Investitionen in den Ausbau der Elektrolysekapazitäten und erneuerbaren Energien.

Platin und Iridium

Die Rohstoffknappheit von Edelmetallen könnte den Hochlauf der PEM-Elektrolyse beeinträchtigen. Smolinka et al. argumentieren zwar auf Basis ihrer Umfragenrückläufe, dass die Herstellverfahren für die Massenproduktion von Elektrolyseuren gegeben seien, stellen aber vor allem für die PEM Elektrolyse (die momentan ja das kompaktere und effizientere System als die AEL darstellt und besser auf die Volatilität der Erneuerbaren eingestellt werden kann) einen möglichen zukünftigen Engpass von vor allem Iridium fest.²³³ Siehe hierzu zu mehr Details zu diesen Rohstoffen in Kapitel 2.13.2.

Wie erwähnt, wird Iridium (wie auch Platin) bei der PEM-Elektrolyse als Katalysator benutzt, da beide Edelmetalle weitgehend resistent gegen Korrosion sind und gleichzeitig eine ausreichend hohe elektrochemische Aktivität aufweisen. Derzeit liegt die notwendige Beladung bei 0,667 g/kW, die potenziell durch weitere Forschung auf 0,05 g/kW bis 2050 gesenkt werden könnte. Deloitte Sustainability rechnet in einem innovativen Szenario, das vorsieht, dass die Beladung ab 2027 sukzessive gesenkt werden kann, mit einem Bedarf von höchstens 540 kg im Jahr 2027 und ab 2046 von 200 kg, was etwa 2,8 % der Jahresförderung Iridium im Jahr 2016 entspricht.²³⁴ Dies gilt wohlgermerkt nur für den Bedarf an Elektrolysekapazität für den deutschen Markt.

Derzeit wird davon ausgegangen, dass 600 – 700 kg/GW installierte Elektrolysekapazität benötigt werden, zukünftig soll diese Zahl auf 200–250 kg/GW, beziehungsweise laut Konzernen wie Heraeus sogar auf ein Fünftel des heutigen Bedarfs sinken.²³⁵

Natürliches Iridium kommt in der Natur nur sehr selten vor, die jährliche Produktionsmenge liegt bei 7–9 t. Deshalb wird ein **sehr hohes Versorgungsrisiko** konstatiert. Weitere Forschung zur Verringerung der Beladung bleibt also unerlässlich sowie die Auslotung weiterer Möglichkeiten zur Substitution und dem Recycling, das heute nur in geringen Mengen betrieben wird. Recycling wird aber in den Jahren des Markthochlaufs nicht genügen, um den Bedarf an Iridium zu decken.²³⁶ Eine sog. Kreislaufwirtschaft ist erst möglich, sobald genügend Elektrolyseure vorhanden sind und Rückläufer anfallen (z.B. durch veraltete Anlagen etc.).

²³³ Vgl. Smolinka et al., (2018).

²³⁴ Vgl. Smolinka et al., (2018).

²³⁵ Vgl. Smolinka, (2021).

²³⁶ Vgl. Smolinka, (2021).

Für Platin wird derzeit von einer Beladung von 0,333 g / kW ausgegangen. Durch Innovationen könnte auch hier das Beladungsniveau auf ca. 0,0375 g / kW verringert werden. Im Falle dieses innovativen Szenarios könnte der Bedarf 2046 bei ca. **150 kg** für den deutschen Markt und zu installierende Elektrolysekapazität liegen, was niedrig erscheint, wenn man die jährliche Förderungs menge von **190 t** betrachtet. Smolinka u.a. betonen jedoch, dass die weltweite Gesamtnachfrage schon heute das Angebot an Platin übersteigt und jeder zusätzliche Absatzmarkt weitere Knappheit bedeuten kann. Auch hier wird deshalb ein **hohes Versorgungsrisiko** konstatiert und die Notwendigkeit von Recycling betont, **die jedoch vielversprechender sind als für Iridium**, da viele Industrien Platin verwenden und Rückläufer wiederverwertet werden können. **Weltweit wurden etwa im Jahr 2016 bereits 125 t Platin recycelt.**²³⁷

Insbesondere Iridium wird bei **gleichbleibendem Rohstoffeinsatz pro GW** installierter Elektrolyseleistung also zukünftig zu Engpässen führen – selbst bei einem Rückgang der Iridium Beladung um 92 % würden **im Jahr 2050 immer noch 2,8 % des Weltmarktangebots benötigt – ausschließlich für Deutschland.**²³⁸ Eine starke Verringerung der Beladung bzw. sogar Substitution muss erreicht werden, damit PEM Elektrolyseure im Gigawatt-Maßstab am Markt etabliert werden können. Trotzdem ist ein Scale-up der PEM Elektrolyseure bis zu einem gewissen Grad möglich. Hierbei wird es jedoch aufgrund der beschriebenen Problematiken zwangsläufig Obergrenzen je nach Bedarf und Verfügbarkeit von Iridium bei der installierbaren Leistung geben.

Wasserverfügbarkeit und Meerwasserentsalzung

Für die Produktion eines Kilogramms Wasserstoff werden theoretisch 9 Liter Wasser verbraucht, also 0,81 Liter pro Nm³ Wasserstoff. In der Praxis liegt der Wasserbrauch 5–10 % darüber.²³⁹ Nach momentanem Innovationsstand wird für die Elektrolyse Wasser in Trinkwasserqualität benötigt, daher bieten sich Standorte an Binnengewässern besonders für Elektrolyseanlagen an. Doch sind bei der Planung von Elektrolyseprojekten die lokalen Gegenheiten zu beachten, gerade in Ländern in denen der Zugang zu Frischwasser knapp ist und für die Versorgung der einheimischen Bevölkerung benötigt wird.

Die Meerwasserentsalzung wird zunehmend in Regionen genutzt, die an Trinkwasserknappheit leiden. Im Jahr 2020 waren rund 16.000 Anlagen im Betrieb und die weltweite so produzierte Wassermenge betrug etwa 95 Mio. m³ pro Tag.²⁴⁰ Durch dieses Verfahren fielen 2019 täglich 142 Mio. m³ konzentrierte Salzlauge an, die zusätzliche Chemikalien und gelöste

²³⁷ Vgl. Smolinka et al., (2018).

²³⁸ Vgl. Smolinka et al., (2018).

²³⁹ Vgl. VBI, (2019).

²⁴⁰ Vgl. Kreidelmeyer et al., (2020).

Metalle enthält, deren Auswirkungen auf die Umwelt ohne weitere Aufbereitung problematisch sind. Zudem werden Entsalzungsanlagen heute mit Strom aus fossilen Brennstoffen betrieben, wodurch CO₂ emittiert wird. Die aktuellen Kosten für Wasser aus Meerwasser-entsalzungsanlagen wird mit 1,5 EUR/t berechnet, exklusive der anfallenden Kosten für die Aufbereitung des entstehenden Abfalls.

Da sich diese produzierten Wasser- und Abfallmengen auf den Status-quo beziehen, muss davon ausgegangen werden, dass Elektrolyseprojekte in wasserarmen Regionen, in denen das benötigte Wasser deshalb zwangsweise aus Entsalzungsanlagen bezogen wird, zum einen die Gestehungskosten für den Wasserstoff erhöhen, da mehr Anlagen zu dessen Produktion gebaut werden müssen, zum anderen aber auch auf lokale Herausforderungen stoßen könnte, wenn die zusätzliche Entsalzungskapazität eigentlich für die lokale Wasserversorgung benötigt würde.²⁴¹ Der PtX-Atlas des Fraunhofer Institutes berücksichtigt deshalb nur Regionen für die potenzielle Produktion von Elektrolysewasserstoff, in denen sicher keine Wasserknappheit herrscht. Außerdem erhöht sich die CO₂ Bilanz des so entstehenden Wasserstoffes, da bei der Entsalzung des benötigten Wassers ja zusätzlich CO₂ durch den verwendeten Strom emittiert wird. Weltweit wird aus diesen Gründen daran geforscht eine Elektrolysetechnologie zu entwickeln, die Wasserstoff direkt aus Meerwasser herstellen kann, ohne auf externe Wasserentsalzungsanlagen angewiesen zu sein. Hierzu bedarf es vor allem geeigneter Membrane, da die heute verwendeten Membrane in der Elektrolysetechnologie nicht die Salzverunreinigungen des Wassers blockieren können. Die Forschung befindet sich jedoch noch in der Frühphase.²⁴²

2.4.3.8 Produktionsstandorte für die Elektrolyse

Wie bereits angedeutet wird unter anderem der deutsche Wasserstoffbedarf nicht durch inländische Produktion durch Elektrolyse gedeckt werden können. Selbst bei den „konservativen“ Schätzungen der nationalen Wasserstoffstrategie (NWS), die von 90–110 TWh Bedarf bis zum Jahr 2030 ausgehen, bei gleichzeitigem Elektrolyseausbau auf 5 GW (14 TWh), blieb die Versorgung von 76 – 96 TWh Wasserstoff nicht gegeben. Daher sehen deutsche Forschungsinstitute mit Blick auf die Zeitspanne bis zum Jahr 2050 einen wesentlich höheren Bedarf. So kumuliert Agora Energiewende in ihrem aktuellen Report etwa einen Bedarf von **422 TWh** bis zum Jahr 2045 und 500 TWh bis zum Jahr 2050.²⁴³

Das Fraunhofer Institut nimmt diese Problematik zum Anlass und erstellt mit dem „PTX-Atlas“ eine Übersicht über die weltweiten Potenziale für die Erzeugung von Elektrolysewasserstoff

²⁴¹ Vgl. Heinemann, (2021).

²⁴² Vgl. Tong et al., (2020).

²⁴³ Vgl. Weiß et al., (2021).

auf Basis erneuerbaren Stroms, die dann zum Export zur Verfügung stünden. Insgesamt errechnet das Institut langfristig eine Fördermenge von **109.000 TWh flüssigen so produziertem Wasserstoffs**. Da das Fraunhofer jedoch auch die Bedenken zur Investitionssicherheit und Infrastruktur mit in Betracht zieht, verringert sich die realistische Ausbaukapazität auf ca. **69.000 TWh Wasserstoff**. Laut den Autoren **könnte** die Fördermenge von Elektrolysewasserstoff auf Basis erneuerbaren Stroms künftig somit die von Erdöl (53.610 TWh) und Erdgas (45.380 TWh) im Jahr 2019 übersteigen.²⁴⁴ Bei einer Auslastung von 5.000 Stunden pro Jahr entspricht dies etwa 14 TW installierter Elektrolyseleistung und einer Erzeugungsmenge von ca. 1,5 Gt Wasserstoff pro Jahr. Das übersteigt die von Hydrogen Council und McKinsey errechnete Bedarfsmenge von 660 t um mehr als das 3-fache, die ja zudem auch einen Anteil sog. blauen und türkisen Wasserstoffs beinhaltet. Wie beschrieben, ist eine solche Fördermenge ausschließlich über die Elektrolyse bis 2050 jedoch aus heutiger Sicht unwahrscheinlich. Es bedarf vielmehr, wie auch von IEA oder dem Hydrogen Council herausgestellt, zum Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft und der Tilgung zukünftiger Bedarfe zusätzlich des Wasserstoffs auf der Basis von Methan in Kombination mit der Abscheidung des CO₂.

Bezogen auf Deutschland stünden laut PTX-Atlas potenziell 778 TWh Wasserstoffs aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom über Importe aus dem nichteuropäischen Ausland zur Verfügung, was den oben erwähnten „konservativen“ Bedarf von 110 TWh nach der NWS um ein Vielfaches überschreitet, aber auch den vorher erwähnten Bedarf bis 2050 decken könnte.²⁴⁵

Das Fraunhofer Institut stellt jedoch heraus, dass bei der Betrachtung von Importpotenzialen, die Entfernung zum jeweiligen Exportland unbedingt mit in Betracht gezogen werden muss. Weite Entfernungen und daraus resultierende erhöhte Transportkosten, könnten die Kostenvorteile der günstigeren Produktion nach oben treiben und sich damit negativ auf den Gesteungskosten auswirken. Beispielsweise werden die geografischen Voraussetzungen für die Produktion von Elektrolysewasserstoff mit erneuerbarem Strom in Australien und Südafrika als günstig bewertet. Die hohen Transportkosten machen diesen Vorteil jedoch (potenziell) wieder zunichte. In Marokko auf der anderen Seite sind die Produktionskosten aufgrund etwas schlechterer geografischer Voraussetzungen höher, die Transportkosten nach Europa aber auch niedriger, weshalb sich dort insgesamt geringere Gesteungskosten realisieren ließen (ca. 190 EUR/MWh). Hinzu kommt, dass Wasserstoff zum Transport verflüssigt werden und zudem Verdampfungsverluste auf dem Weg dazu führen, dass Wasserstoffimporte aus dem weit entfernten Ausland wenig sinnvoll erscheinen.

²⁴⁴ Vgl. Pfennig et al., (2021).

²⁴⁵ Vgl. Pfennig et al., (2021).

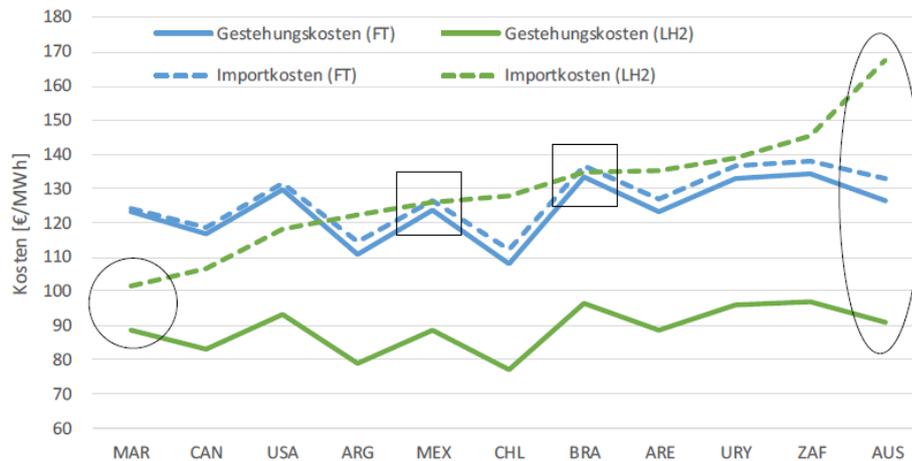


Abbildung 87: Wasserstoffgestehungskosten vs. Importkosten nach Land.

Quelle: Pfennig et al., 2021

Aus Nordafrika wiederum könnte der flüssige Wasserstoff nach Erzeugung vor Ort über Gaspipelines nach Europa geleitet werden. Länder, neben Marokko und Tunesien, mit höherem Erzeugungspotenzial sind demnach Algerien, Libyen und Ägypten (Erzeugungspotenzial von insg. 8.638 TWh Wasserstoff).²⁴⁶ Dort werden die sozioökonomischen Bedingungen jedoch bedeutend schlechter eingeschätzt (vor allen Dingen in Libyen) als etwa in Marokko und Tunesien, die jedoch „nur“ 814 TWh Wasserstoff produzieren können.²⁴⁷

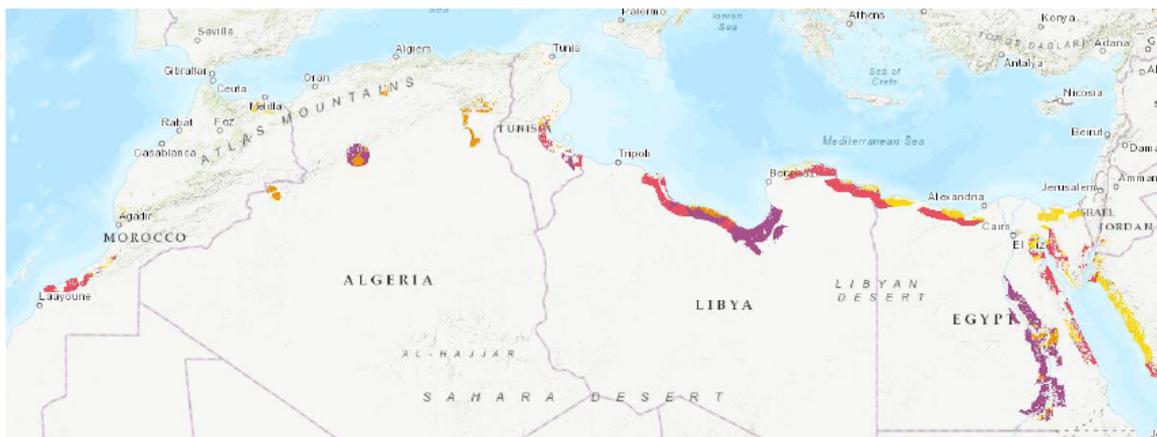


Abbildung 88: Wasserstofferschließungspotenzial in Nordafrika.

Quelle: Pfennig et al., (2021).

²⁴⁶ Vgl. Pfennig et al., (2021).

²⁴⁷ Vgl. Pfennig et al., (2021).

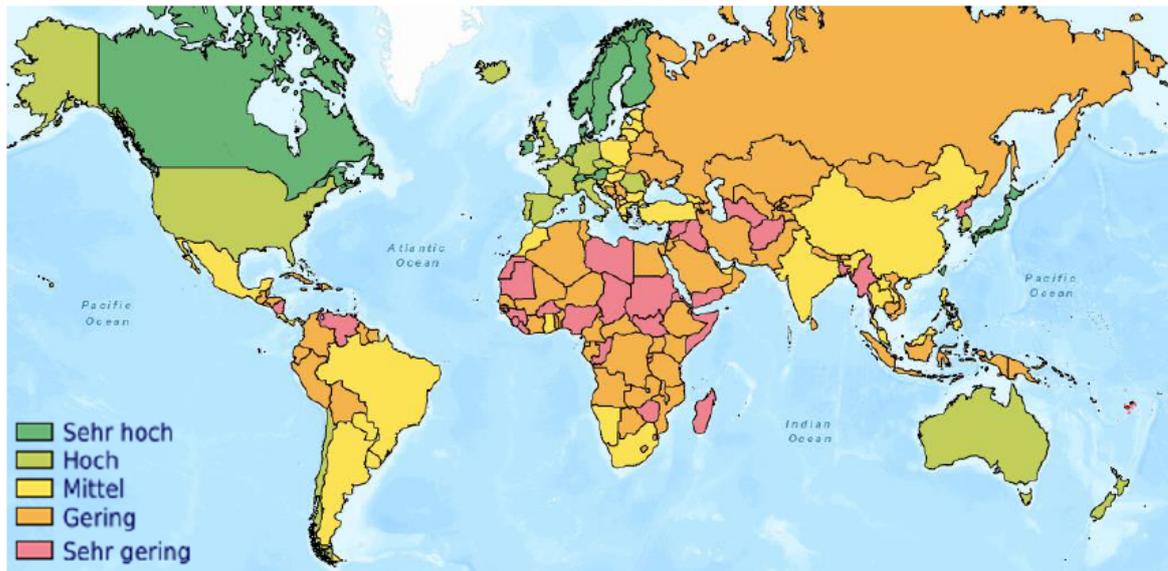


Abbildung 89: Wasserstofferschließungspotenzial weltweit.
Quelle: Pfennig et al., (2021).

Ähnliches gilt für Mauretanien, von wo zwar im Vergleich zu beispielsweise Chile kostengünstig importiert werden könnte (82 EUR/MW) und welches als „Hybrid-Standort“ höhere Erzeugungskapazitäten aufweist als reine Windkraft Standorte,²⁴⁸ aber aufgrund sozioökonomischer Instabilität Unsicherheiten für potenzielle Investoren birgt (vergleiche Grafik oben).

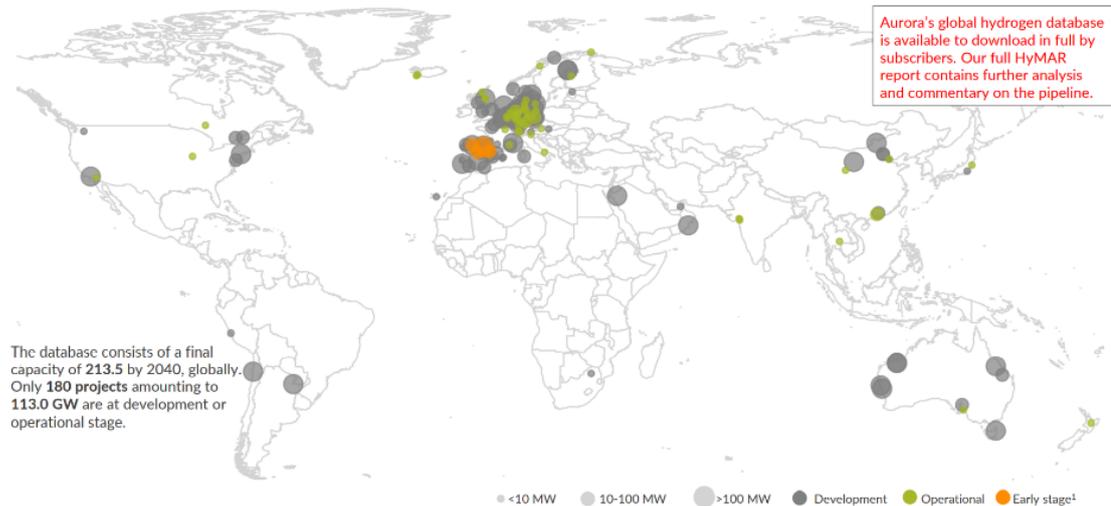


Abbildung 90: Derzeit geplante Elektrolyseprojekte weltweit.

Quelle: Aurora Energy Research, (2021b).

Aurora's electrolyser database – global projects



Aurora's electrolyser database consists of 247 projects, and shows a clear trend towards global hydrogen export schemes

AURORA

Globally, GW-scale projects are aimed to be deployed by the mid-2020s

- Individual electrolysers in the 2030s are three orders of magnitude larger in size than those that are planned to be deployed by the early 2020s
- There is a shift in the business cases, the earlier years of the database consist of local cluster projects in which hydrogen is consumed within couple of kilometres of the facility. From early 2020s on, electrolysers are planned to be deployed in regions that benefit from cheap electricity, exporting the produced hydrogen to demand centres

H₂ electrolyser installations (by year)

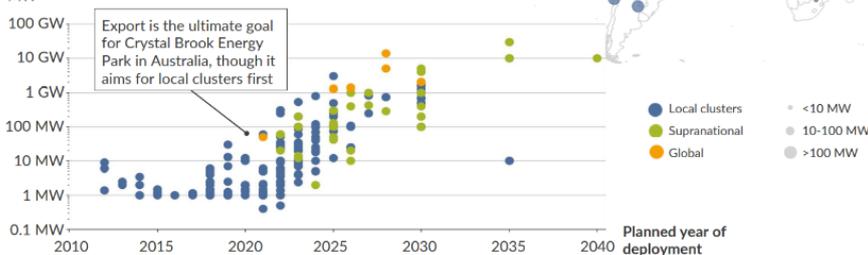


Abbildung 91: Zweck der Verwendung des produzierten Wasserstoffs nach Land.

Quelle: Aurora Energy Research, (2021a).

²⁴⁸ Vgl. Pfennig et al., (2021). Als „Hybrid-Standorte“ bezeichnet das Fraunhofer IEE solche an denen Erzeugung von erneuerbarem Strom aus Windkraft und Photovoltaik möglich ist. Die Erzeugungspotenziale sind an solchen Standorten zwar geringer als etwa an reinen PV-Standorten, die Kosten jedoch ebenso hoch, da günstige Windkraft bei Verfügbarkeit ergänzend in den Strommix miteinfließt.

Dass sozioökonomische Faktoren für Investoren eine entscheidende Rolle zu spielen scheinen, zeigt ein Ausblick von AURORA Research auf die (derzeit) weltweit geplanten Elektrolyseurausbauprojekte bis 2040 (s.u.).

Diese konzentrieren sich zu einem überwiegenden Anteil auf den europäischen Kontinent (85 %). In Afrika ist laut diesen Daten lediglich ein Projekt in Südafrika geplant. Der kostengünstige Export nach Europa bleibt jedoch fraglich. Generell geht der Trend laut der Beratungsfirma in Richtung supranationaler und globaler Exportprojekte im Bereich Elektrolyse – das heißt, dass die erzeugten Mengen Wasserstoff nicht nur in unmittelbarer Nähe zu den Elektrolyseuren verbraucht, sondern explizit für den globalen Export produziert werden (s.u.).

Eine Kernfrage, die sich beim Export von Elektrolysewasserstoff zusammenfassend stellt, ist die Möglichkeit, Transportkosten durch neue/angepasst Infrastruktur zu senken. Mit dieser Frage beschäftigt sich das Kapitel 2.5.

Die untenstehende Tabelle führt einige Elektrolysegroßprojekte auf:

Tabelle 10: Großprojekte für Elektrolyse.

Hersteller	Elektrolyse- methode	Leistung	Ort	(Voraus.) Fer- tigstellungs- jahr
NN	AEL	2 GW	Middle East	2023/24
Norsk	HTEL	220 MW	Norwegen	2026
Linde & ITM Power	PEM	24 MW	Leuna, Deutschland	2022
TKIS & Industrie De Nora	AEL	20 MW	Deutschland	/
Air Liquide	PEM	20 MW	Quebec, Kanada	2021
Shell & ITM Power	PEM	10 MW	Wesseling, Deutschland	Juli 2020
Asahi Kahei	AEL	10 MW	Fukushima, Japan	April 2020 ²⁴⁹

²⁴⁹ Alle (bekannt) Elektrolyseprojekte sind in der Datenbank der internationalen Energieagentur gelistet, online unter: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>

2.4.3.9 Zusammenfassung und mögliche Bedeutung für die Entwicklungszusammenarbeit

Aus den obigen Ausführungen zum Thema Elektrolyse werden die Chancen und Problematiken des Hochlaufs der Elektrolysetechnologien weltweit deutlich. Auf der einen Seite sind AEL und PEM technologisch ausgereift und zahlreiche Wasserstoffprojekte werden derzeit initiiert (allein zwischen Februar und August 2021 stieg die Zahl angekündigter Projekte um 100 %). Auf der anderen Seite gilt es zahlreiche *bottlenecks* zu überwinden, die dem Hochlauf im Weg stehen: Hohe Investitionskosten, hohe Strompreise, zu niedrige Auslastungsfaktoren beim ausschließlichen Betrieb mit erneuerbaren Energien und noch nicht ausreichende Subventionen und staatliche Regulierungen, sowie – wie bereits oben angeführt – hohe Transportkosten für Importe). Eine weitere Problematik wurde bereits in diesem Kontext mit essenzieller Bedeutung für zukünftige Projekte in der Entwicklungszusammenarbeit angedeutet: Staaten auf dem afrikanischen Kontinent weisen laut PTX-Atlas ein großes Potenzial zur Erzeugung des Wasserstoffs mittels Elektrolyse mit erneuerbarem Strom auf. Die sozioökonomische Situation in Bezug auf Infrastruktur und Investitionssicherheit hält jedoch potenzielle Investoren aus der Privatwirtschaft davon ab, Elektrolyseprojekte in Ländern wie Libyen, Algerien, Mauretanien oder Ägypten zu realisieren. Gleichzeitig haben diese Staaten oftmals nicht die Mittel, eigens nationale Wasserstoffstrategien zu fördern, auch weil Technologien wie die PEM-Elektrolyse noch mit hohen Kosten verbunden sind. Dabei sind die Chancen, die sich aus einer funktionierenden, weltweiten Wasserstoffwirtschaft für low-income wie auch für high-income countries ergeben gleichermaßen hoch. So könnten sogenannte „green cluster“ in denen Elektrolysewasserstoff hergestellt wird, dazu führen, dass nachhaltige Industrieentwicklung durch positive spill-over Effekte in bisher nur wenig erschlossenen Regionen gefördert wird.

Im Sinne der SDGs 8 (Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum) und SDG 9 (Industrie, Innovation und Infrastruktur) bietet dieser Technologietransfer die Möglichkeit für die Produktion und Verteilung von Alternativen zu fossilen Brennstoffen und muss durch Zuschüsse und Kredite für die lokale Infrastruktur sowie politische Anreize flankiert werden. Diese und weitere Möglichkeiten der internationalen Zusammenarbeit in der Wasserstoffwirtschaft, insbesondere im Hinblick auf den Ausbau kritischer Infrastruktur, werden im Folgekapiitel weiter diskutiert.