

05.24

Lizenziert für Witzhausen-Institut.
Die Inhalte sind urheberrechtlich geschützt.

Müll und Abfall

56. Jahrgang
Mai 2024
Seite 241-304

www.MUELLundABFALL.de

Fachzeitschrift
für Kreislauf-
und Ressourcen-
wirtschaft

ESV DIGITAL
Die Contentplattform



ESV-Digital Recht der Abfall- und Kreislaufwirtschaft Plus



Jetzt gratis testen:
www.ESV-Digital.de/Abfallrecht

ESV ERICH
SCHMIDT
VERLAG
100 Jahre

21001

Chancen und Strategien zur Erzeugung von Wasserstoff als Beitrag zur Energie- und Wärmewende auf Basis unterschiedlicher Einsatzstoffe

Opportunities and strategies for producing hydrogen as a contribution to the energy and heat transition based on different input materials

Ralf Wittstock, Thomas Raussen und Jürgen Hake

Zusammenfassung

Für die seitens der Bundesregierung zuletzt formulierten Ziele zum Klimaschutz und der Energiesicherheit kann die Wasserstoffherzeugung zukünftig einen Beitrag leisten. Während die Wasserelektrolyse bereits großtechnisch am Markt vertreten ist und über einen hohen Entwicklungsstand verfügt, weisen biomassebasierte Verfahren eher noch Forschungscharakter auf oder sind bestenfalls zu Pilotanlagen entwickelt. Zudem ist die Wasserelektrolyse aktuell nur auf einem hohen Kostenniveau zu realisieren, weshalb der Nutzung biomassebasierter Verfahren zukünftig ein entsprechender Stellenwert zukommen könnte. Auch wenn Biowasserstoff momentan aufgrund der verfahrenstechnischen Einheiten im Vergleich nur eher geringe Chargen erzeugen kann, bieten sich die Verfahren vornehmlich zur Versorgung dezentraler Regionen an, vor allem bei Vorhandensein einer Biogas- oder Vergärungsanlage. Die Abfallwirtschaft kann diesbezüglich ebenfalls einen Beitrag leisten und profitieren, da mit der aktuellen Gesetzgebung eine höherwertige Verwertung des Biomassepotentials in Restmüllmengen verknüpft ist. Die bislang überwiegend praktizierte Kompostierung ist somit nicht mehr ausreichend, vielmehr sind die anstehenden Biomassefraktionen zu vergären und das erzeugte Gas zu nutzen. Der verbleibende Gärrest kann anschließend stofflich verwertet werden. Ob und welche der aufgezeigten Verfahren den Markt für sich behaupten können, hängt letztlich von politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, regionalen bzw. spezifischen örtlichen Gegebenheiten und der technologischen Weiterentwicklung ab.

Abstract

Hydrogen production can make a contribution in the future to the goals recently formulated by the federal government for climate protection and energy security. While water electrolysis is already represented on the market on a large scale and is at a high level of development, biomass-based processes are still of a research nature or have at best been developed into pilot plants. In addition, water electrolysis can currently only be implemented at a high cost level, which is why the use of biomass-based processes could

gain corresponding importance in the future. Even if biohydrogen can currently only produce relatively small batches due to the process engineering units, the process is primarily suitable for supplying decentralized regions, especially if there is a biogas or fermentation plant. Waste management can also make a contribution and benefit in this regard, as the current legislation is linked to a higher-quality utilization of the biomass potential in residual waste. The composting that has been predominantly practiced so far is no longer sufficient; rather, the resulting biomass fractions have to be fermented and the gas produced must be used. The remaining fermentation residue can then be recycled. Whether and which of the methods shown can assert themselves on the market ultimately depends on the political-economic framework, regional or specific local conditions and further technological development.

1. Teil 1 – Schwerpunkt grüner Wasserstoff

1.1 Einleitung

Nicht zuletzt durch die immer noch andauernden Auswirkungen der Corona-Pandemie und den Folgen des völkerrechtswidrigen russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine zeigen sich erhebliche Auswirkungen auf den globalen Rohstoff- und Energie-Märkten. Begrifflichkeiten wie Klimaschutz, Nachhaltigkeit, Ressourcenschonung, Wärme- und Energiewende gehören daher zur aktuellen Berichterstattung in den Medien. Damit verbunden sind u. a. die Ziele der Bundesregierung, die Unabhängigkeit Deutschlands von bestehenden Energieimporten zu erhöhen und somit die Versorgungssicherheit mit Energie im eigenen Land sicherzustellen sowie parallel Treibhausgas bis 2030 um 55 % bzw. bis 2050 um 80 % bis 95 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren [1]. Darauf ausgerichtet wurden verschiedene Gesetzgebungen und Vorgaben erlassen, wie das „Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG, 2021)“ [2], das „Klimaschutzprogramm 2023“ [3], die „Fort-schreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023“ [4] oder auch die zukünftige „Nationale Biomassestrategie, NABIS 2022“ [5].



Ralf Wittstock
Projektleiter Energie,
Planung/Engineering,
Abfall&Umwelt Witz-
hausen-Institut GmbH



Thomas Raussen
Geschäftsführender
Gesellschafter Witz-
hausen-Institut GmbH,
Leiter der Geschäfts-
bereiche Energie und
Planung/Engineering



Jürgen Hake
Geschäftsführender
Gesellschafter Witz-
hausen-Institut GmbH,
Leiter des Geschäfts-
bereichs Planung/
Engineering

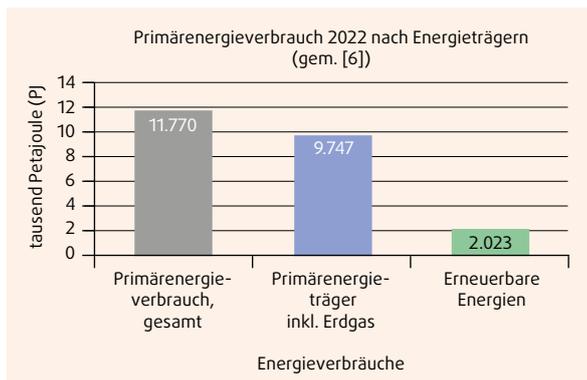


Abbildung 1
Primärenergieverbrauch 2022 (gem. [6])

Die betroffenen Akteure sind nicht nur die privaten Haushalte, sondern vielmehr die Industrie, das Gewerbe und der Handel, aber auch die Energieversorger selbst, wie bspw. Stadtwerke oder Kommunen, bis hin zu Entsorgungsbetrieben, die angehalten sind, diese Thematiken für sich zu bewerten. Vorrangig die Letztgenannten beschäftigen sich zusehends mit kommunalen nachhaltigen Wärmeplanungen und Transformationskonzepten/-strategien, um die Dekarbonisierung und Defossilierung der eigenen Wärmenetze voranzutreiben oder klimaneutrale Energie(-träger) zu erzeugen.

1.1.1 Primärenergieverbrauch in Deutschland

Den Angaben des Umweltbundesamts [6] zufolge, lag der deutschlandweite Primärenergieverbrauch 2022 bei insgesamt rd. 11.770 PJ. Die fossilen Primärener-

gieträger in Form von Stein- und Braunkohle, Mineralöl, Gasen sowie Kernenergie und sonstigen Energieträgern nehmen hierbei den weitaus größten Anteil ein mit rund 9.746 PJ. Darin enthalten ist der Anteil an Erdgas von etwa 2.790 PJ bzw. 24 % des Gesamtverbrauchs. Mit ca. 2.020 PJ stellen die erneuerbaren Energien bislang einen Anteil von knapp 17% des Gesamtverbrauchs dar (vgl. Abbildung 1).

Verbunden mit der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie rückt diesbezüglich Erdgas als Energieträger in den Fokus. Dessen deutschlandweiter Bedarf weist aktuell für industrielle Anwendungen mit rund 31 % den größten Anteil auf, während von fast 40 Mio. Haushalten [7] etwa 41 % ihre Wohnenergie mit Erdgas decken [8]. Bezüglich der erzeugten und eingespeisten elektrischen Energie wurden ca. 13 % durch den Einsatz von Erdgas produziert [8]. Insgesamt werden annähernd 95% des in Deutschland eingesetzten Erdgases importiert [8] und gelangen über ein 511.000 km langes Leitungsnetz zum Verbraucher [9]. Dies entspricht einer transportierten Energiemenge von etwa 1.000 Mrd. kWh/a und damit etwa dem Doppelten gegenüber dem Stromnetz (rd. 540 Mrd. kWh) [10].

Aus [6] geht ebenfalls hervor, dass in den letzten 30 Jahren hinsichtlich der Nutzung verschiedener Energieträger eine starke Veränderung eingetreten ist. Nicht nur durch die Abschaltung von Kohle- und Atomkraftwerken, den deutlichen Ausbau erneuerbarer Energien und einer zunehmenden effizienteren Energienutzung zeigt sich der Primärenergieverbrauch sogar leicht rückläufig. Dem entgegen steht jedoch der Bedarf an Erdgas, der im gleichen Zeitraum um etwa 21 % (486 PJ) angestiegen ist (vgl. Abbildung 2).

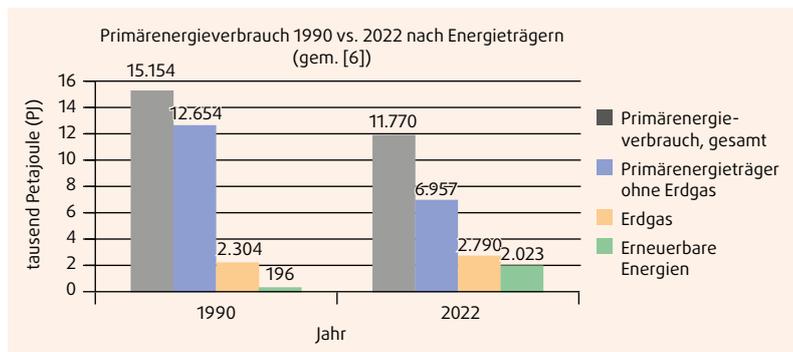


Abbildung 2
Primärenergieverbrauch 1990 vs. 2022 (gem. [6])

1.1.2 Steckbrief Wasserstoff

Die Substitution von Erdgas durch Wasserstoff, im Zusammenspiel mit erneuerbaren Energien, stellt einen Weg dar, die Dekarbonisierung bzw. Defossilierung klimaneutral zu gestalten.

Wasserstoff (chemisches Symbol „H“) verfügt über chemische Eigenschaften, die ihn, als Substitut zu Erdgas, in den Vordergrund rücken lassen. Insbesondere sein Siedepunkt von $-259,9^{\circ}\text{C}$, die hohe gravimetrische (vgl. Tabelle 1) bzw. geringe volumetrische Energiedichte (vgl. Tabelle 2) sind hierbei als technische Herausforderungen hervorzuheben sowie die Tatsache, dass Wasserstoff das am häufigsten vorkommende Element darstellt. Dadurch ist er mit $0,0899\text{ g/l}$ (bei 0°C) das leichteste chemische Element, kommt nicht in atomarer Form vor, sondern häufig in molekularen Verbindungen (H_2O , CH_4 , NH_3 etc.), ist farb-, geschmacks- und geruchslos sowie gasförmig bei Raumtemperatur.

Eine Gegenüberstellung gravimetrischer, also massenbezogener Energiedichten, verschiedener Energieträger findet sich in Tabelle 1 wieder. Deutlich zu erkennen ist, dass Wasserstoff, im Vergleich zu anderen Energieträgern, eine wesentlich höhere Energiedichte aufweist und dadurch bezogen auf seine geringe Masse einen hohen Energieanteil besitzt.

Einhergehend mit der Eigenschaft der besonders geringen volumetrischen, also raumbezogenen Energiedichte, ist ein erheblicher energetischer Aufwand

Energieträger	Gravimetrische Energiedichte in kWh/kg	Gravimetrische Energiedichte in MJ/kg
Wasserstoff	33,33	119,98
Diesel	11,90	42,84
Benzin	12	43,20
Rohöl	11,60	41,76
Methanol	5,50	19,80
Methan	13,90	50,04
Erdgas	10,60 – 13,10	38,16 – 47,16
Heizöl	9,80 – 11,40	35,28 – 41,04

Werte der Energiedichte gelten unter atmosphärischen Bedingungen.

Tabelle 1
Gravimetrische Energiedichten verschiedener Energieträger

(Komprimierung/Verflüssigung) für die Speicherung erforderlich (vgl. Tabelle 2) [11]. Letztlich bedeutet dies, dass im Vergleich zu Erdgas ein größeres Gasvolumen bezogen auf denselben Energiegehalt zu transportieren ist.

Weitere spezifische Besonderheiten im Gebrauch von Wasserstoff zeigen sich in der sogenannten „Wasserstoffversprödung“. Die Sprödigkeit beschreibt im Allgemeinen die Eigenschaften eines Werkstoffs, der bei minimaler Dehnung bricht. Das Gegenteil hierzu bilden duktile Werkstoffe, die unter Dehnung plastische Verformungen aufweisen, aber nicht brechen, wie bspw. Stahl. Insbesondere für den Transport von Wasserstoff über größere Entfernungen ist hoher Druck notwendig, den Stahlrohre am besten kompensieren. Allerdings tragen bestimmte chemische Reaktionen, bedingt durch hohe Drücke und Transportgeschwindigkeiten in den Rohrleitungen, dazu bei, atomaren Wasserstoff zu erzeugen. Dieser kann in die metallische Gitterstruktur der Rohrleitung eindringen und dort wiederum zu molekularem Wasserstoff rekombinieren [12]. Im Ergebnis wird das Rohrmaterial geschädigt, bspw. in Form von Haarrissen und Sprödbrüchen. Für neue Leitungen wird daher der Einbau von austenitischen Edelstählen (bspw. CrNi-Stähle) empfohlen [13]. Die mit dem Projekt „Projekt SyWeSt H2“ verbundenen Zielstellungen lagen in der Überprüfung von Rohrmaterialien im deutschen Gashochdrucknetz, speziell auf den Einsatz von Wasserstoff. Im Ergebnis wurde festgestellt, dass vorhandene Stahlrohrleitungen prinzipiell zum Wasserstofftransport geeignet erscheinen [14]. Bisher ist eine Wasserstoff-Zugabe von 10 Vol.-% zum Erdgas zugelassen [15]. Eine Beimischung bis zu 20 Vol.-% befindet sich derzeit in technischer Erprobung [16], [17]. Zukünftige Anwendungen könnten mittels Membrantechnologien eine Entmischung direkt beim Kunden stattfinden lassen [17].

Aus theoretischer Sicht sind für die Herstellung von 1 kg Wasserstoff heute etwa 53 kWh elektrische Energie sowie 8,3 kg H₂O (stöchiometrisch) notwendig. Der Brennwert (Wärmemenge) dieser Masse (ca. 33 kWh), inkl. Abgaswärme (Kondensationswärme Wasserdampf, ca. 6 kWh), liegt bei etwa 39 kWh. Im Umkehrschluss ergeben sich hieraus rd. 26% Verluste bzw. ein theoretischer Wirkungsgrad von 74% [18].

1.1.3 Lösungsansätze

Gesucht werden somit technische Lösungsansätze, die den Import und die Abhängigkeit von Erdgas stark reduzieren und bestenfalls substituieren sowie gleichzeitig die Dekarbonisierung und Energiewende vorantreiben.

Der Markt bietet zur Erreichung der gesetzlichen Vorgaben eine Vielzahl an technischen Lösungen, welche sich zunächst nach den jeweiligen Zielstellungen unterscheiden lassen. Für die Bereitstellung thermischer Energie können Solarthermie-Anlagen zum Tragen kommen, ebenso wie Wärmepumpen im Zusammenspiel mit Geothermie oder eine Abwärmenutzung aus Industriebetrieben. Steht die Erzeugung von elektrischer Energie im Vordergrund, ist der Einsatz von Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft oder auch Biomasse möglich. Die Nutzung mehrerer technischer

Umgebung	Wasserstoff	Volumetrische Energiedichte
atmosphärisch, 0°C	gasförmig	0,09 kg/m ³
350 bar	gasförmig	26,10 kg/m ³
700 bar	gasförmig	42 kg/m ³
-259,9°C	flüssig	71 kg/m ³

Tabelle 2
Auswahl volumetrischer Energiedichten von Wasserstoff [11]

Optionen bietet sich ebenfalls an. Vor allem bei überschüssiger erneuerbarer elektrischer Energie sind weitergehende Anwendungsfälle denkbar, die sich in verschiedene Kategorien („power to x“) einteilen lassen, wie „power to gas“, „power to heat“ oder auch „power to liquid“. Je nach gewünschtem Endprodukt können „power to ammonia“, „power to chemicals“, „power to fuel“, „power to power“ und „power to syngas“ in Frage kommen.

Der Inhalt dieses Beitrags konzentriert sich zunächst auf „power to gas“, im Speziellen auf die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff. Der Weg dorthin führt zumeist über die Wasserelektrolyse, also die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff unter Einfluss von (erneuerbarer) elektrischer Energie. Alternative und vor allem weniger stromintensivere Verfahren könnten sich zukünftig in biobasierten Verfahren finden lassen, wie der Biophotolyse, Elektrobiologie, Biomasse-Vergasung, -Reformierung oder auch -Fermentation. Die biobasierten Ansätze nutzen als Ausgangsstoff bevorzugt Biomasse in Form von Abfallreststoffen bzw. durch Stoffwechsellleistungen lebende Organismen. Einen kurzen Ausblick diesbezüglich bietet der zweite Teil dieses Beitrags.

Allen „power to gas“-Anwendungen gemein ist die Eingruppierung des erzeugten Wasserstoffs in eine Farbskala. Die jeweilige Farbe steht in direktem Zusammenhang mit der verwendeten Ausgangsquelle (Wasser, fossile Energieträger, Biomasse etc.) und der eigentlichen verfahrenstechnischen Methode (Elektrolyse, Reformierung, Pyrolyse, biochemischer Prozess, photochemischer Prozess etc.), die ihrerseits wiederum einen ökologischen Fußabdruck erzeugen, in Form von CO₂ als Treibhausgasemission. Verfahren basierend auf fossilen Energieträgern (grauer, blauer und türkiser Wasserstoff) werden in diesem Beitrag nicht näher beschrieben. Technische Ansätze, die auf elektrischer Energie basieren, finden sich in den Farben gelb, rot und grün wieder. Die verfahrenstechnischen Ansätze dieses Beitrags verfolgen die Farbgebung grün (Ökostrom, CO₂-neutraler Wasserstoff) bzw. orange (Biomasse/Siedlungsabfall, Strom aus Müllverbrennungsanlagen oder Biogasanlagen).

1.2 Wasserelektrolyse

1.2.1 Technologien

Um die innerhalb der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie formulierte Zielgröße von mindestens 10 GW an nationaler Elektrolyseleistung bis zum Jahr 2030 [4] erreichen zu können, zeigen sich aktuell unterschiedliche Verfahren am Markt, die hauptsächlich anhand der verwendeten Materialien für die Membran und das Elektrolyt zu unterscheiden sind:

1. AEL (Alkaline Electrolysis)
2. PEM (Proton Exchange Membran)

ENERGIE- UND WÄRMEWENDE | WASSERSTOFF

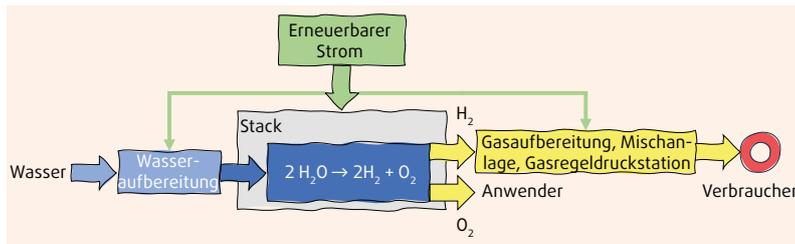


Abbildung 3
Prinzipisches Schema Wasserelektrolyse (Witzenhausen-Institut 2024)

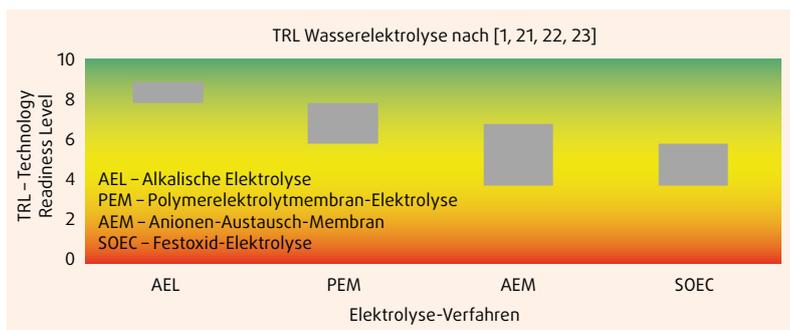


Abbildung 4
Übersicht TRL ausgewählter Verfahren zur Wasserelektrolyse (gem. [1], [21], [22], [23])

Kriterium	Einheit	AEL	PEM	AEM	SOEC
Wirkungsgrad Spanne gem. [1], [10], [16], [21], [22]	%	62-82	50-82	k.A.	65-87
Optimierungspotenziale bis 2050 Spanne gem. [16], [22]	%	+6 %	+9 %	k.A.	+8 %
Leistungsbereich Spanne gem. [21], [23]	MW _{el}	0,5-130	0,1-6	<2,5 kW _{el} -k.A.	0,018-k.A.
Produktionsraten Spanne gem. [21], [23]	m ³ N/h	1.000	> 100-460	k.A.	0,50-5,70
Lebensdauer „Stack“ Spanne gem. [21], [23], [24]	h	45-90.000	25-70.000	k.A.	10-30.000

Tabelle 3
Bewertungsmatrix ausgewählter Verfahren zur Wasserelektrolyse

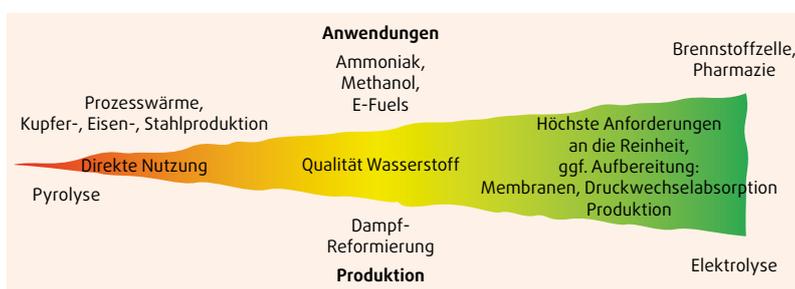


Abbildung 5
Wasserstoffqualität vs. Anforderungen (Witzenhausen-Institut 2024)

3. AEM (Anionen Exchange Membran)
4. SOEC (Solid Oxide Electrolysis)

Das Prinzip der AEL beruht auf dem Konzept eines flüssigen, basischen Elektrolyts [16]. Hierbei wird zunächst deionisiertes Wasser mit Kaliumhydroxid vermischt, wodurch letztlich wässrige Kalilauge entsteht. Die in diese Lösung getauchten metallischen Elektroden, sind durch eine permeable Membran getrennt.

Durch das Anlegen elektrischer Gleichspannung entsteht an der Kathode gasförmiger Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff, bei Temperaturen zwischen 40–90 °C [16]. Betriebserfahrungen aufgrund industrieller Anwendungen liegen seit Jahrzehnten vor. Vorteilhaft zeigen sich ein geringer Materialverschleiß, keine Nutzung von Edelmetallkatalysatoren und die hohe Langzeitstabilität [19], [16].

Die PEM (Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse oder auch Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse) basiert auf einem protonenleitenden polymeren Fest-Elektrolyt [16] und nutzt das Prinzip einer gasdichten aber protonendurchlässigen (semipermeablen) Membran, die die Edelstahl-Elektroden voneinander trennt. Mittels elektrischer Spannung erfolgt die Spaltung des destillierten Wassers in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O) bei Temperaturen zwischen 20–100 °C [16]. Die auf der Anodenseite gebildeten positiv geladenen Wasserstoff-Ionen bewegen sich durch die Membran zur Kathode, an der sich Protonen zu Wasserstoffmolekülen ausbilden. Hervorzuheben sind bei diesem noch relativ neuen Verfahren die kompakte Bauweise, die hohe Leistungsdichte, sehr geringe Korrosionsneigung, aber auch der Einsatz teurer Werkstoffe aufgrund der Anforderungen an das Material [16], [19]. Das Verfahren ist bereits in zahlreichen Anwendungen realisiert worden [20].

Mit der Verfahrensweise der AEM findet die Vermischung beider vorgenannter Verfahren statt. Zum Einsatz gelangen hierbei eine Anionen-Austausch-Membran im Zusammenspiel mit einer Elektrode, einer Gasdiffusionsschicht und einer Bipolarplatte, verbaut in mehreren „Stacks“. Begünstigt durch die Betriebsweise unter leicht alkalischen Bedingungen und einem Arbeitsdruck von 35 bar, bei Temperaturen von 40–80 °C, ist der Verbau von edelmetallfreien Katalysatoren für die Elektroden möglich, was sich insgesamt kostenreduzierend auswirkt [19]. Der Vertrieb dieses Verfahrens findet bislang nur über den Entwickler statt [20].

Verbunden mit der SOEC ist der Einsatz eines Festoxids als Elektrolyt [16]. Der verfahrenstechnische Ansatz beruht auf der Spaltung von Wasserdampf in Wasserstoff und O₂. Insofern ist die Erzeugung von Wasserdampf Voraussetzung für dieses Verfahren. Um hohe Wirkungsgrade zu erzielen, sind Temperaturen um die 700–1.000 °C [16] anzustreben, wodurch sich bspw. die Nutzung industrieller Abwärme anbietet [16]. Die Elektroden befinden sich in einer Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) und werden durch keramische Einbauten (bspw. Zirkoniumdioxid) getrennt. Insgesamt steht dieses System noch in der Erprobung mit ersten industriellen Anwendungen [20].

Das allgemeine Prinzipschema zur Wasserelektrolyse geht aus Abbildung 3 hervor.

Eine Übersicht zu den jeweiligen Entwicklungsständen (grauer Bereich) der verschiedenen Verfahren zeigt Abbildung 4.

Für die Anwendung solcher Verfahren können unterschiedliche Bewertungskriterien von Interesse sein. Eine Auswahl ist der Tabelle 3 zu entnehmen.

Mit dem jeweiligen verfahrenstechnischen Konzept der aufgeführten Elektrolyseure, ist die erzielbare Wasserstoffqualität eng verknüpft. Die Abbildung 5

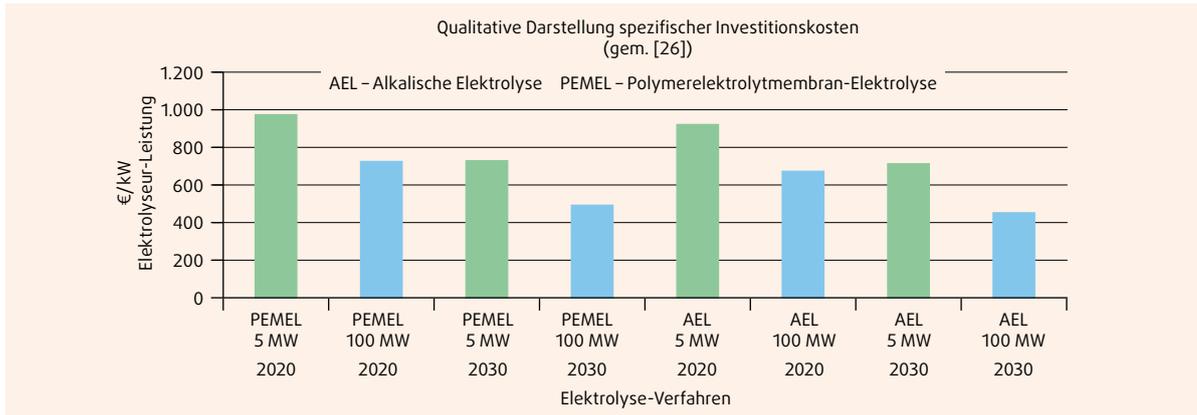


Abbildung 6
Spezifische Investitionskosten für Elektrolyseure (gem. [26])

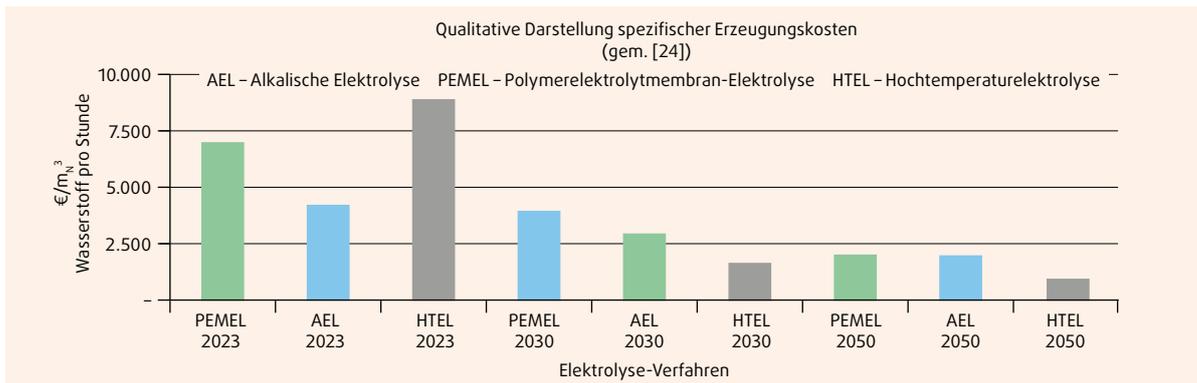


Abbildung 7
Spezifische Erzeugungskosten für Wasserstoff (gem. [24])

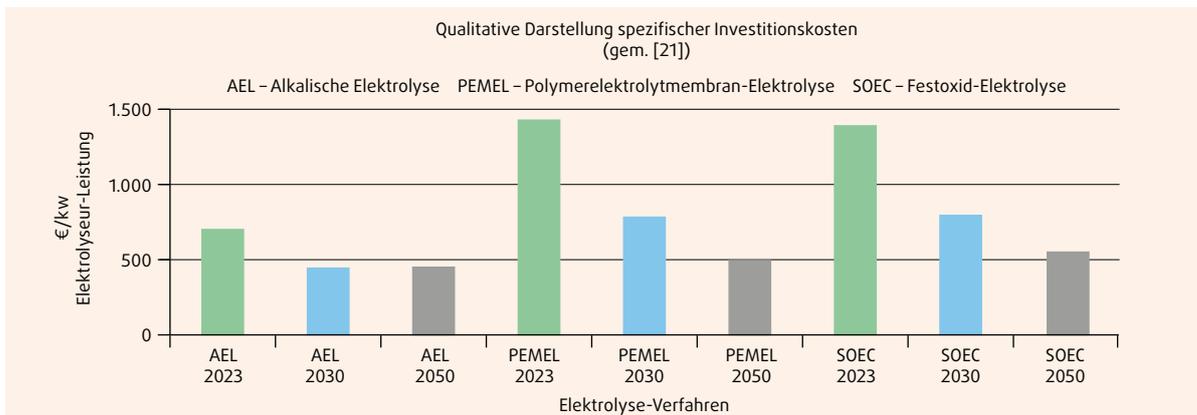


Abbildung 8
Spezifische Investitionskosten für Elektrolyseure (gem. [21])

zeigt den allgemeinen Zusammenhang zwischen dem Verfahren zur Wasserstoffproduktion und den Anforderungen an die Qualität des Wasserstoffs (Reinheitsgrad) in Abhängigkeit der späteren Nutzung.

Zielt der spätere Einsatz des Wasserstoffs auf eine Brennstoffzelle ab oder auf Anwendungen, die eine hohe Reinheit erfordern (pharmazeutische Prozesse), bietet sich der Betrieb einer Elektrolyse an. Prozessbedingt entstehen hierbei nur sehr wenig Zwischenprodukte, die in den Wasserstoff übergehen. Dagegen entstehen vorwiegend im Rahmen der Dampfreformierung und Pyrolyse, aufgrund des Einsatzes von Erdgas, zumeist Kohlenwasserstoffe, also bspw. teerhaltige Produkte, die ebenfalls in die Gasphase wechseln und vor einer weitergehenden Anwendung aus dem Wasserstoffgas zu entfernen sind [25]. Sofern keine unmittelbare Nutzung vorgesehen ist, kann die Einspeisung in ein öffentliches Gasnetz erfolgen oder eine Verladung auf entsprechende Trailer-Fahrzeuge. Die hierfür geltenden Anforderungen an die Wasserstoff-

Qualitäten definiert neben dem Gasnetzbetreiber oder der Abnehmer u. a. die „Technische Regel – Arbeitsblatt G 260 (A), DVGW“ mit der Gruppe A, Gasfamilie 5.

1.2.2 Kostenentwicklungen

Eine qualitative Übersicht spezifischer Investitionskosten für Elektrolyseverfahren auf Basis der PEMEL- bzw. AEL-Technologie bietet die nachstehende Abbildung 6. Zu erkennen sind für beide vorgenannten Technologien jeweils zwei Ausbaugrößen (5 und 100 MW_{el}) mit Kostenprognosen von 2020 bis 2030. Im Ergebnis zeigt sich, dass innerhalb der nächsten Jahre eine Angleichung der Kostensituation beider Verfahren zu erwarten ist.

In Abbildung 7 sind über die Größenklassen 1, 10 und 100 MW_{el} gemittelte Herstellkosten bezogen auf die jeweilige Wasserstoffproduktion verschiedener Elektrolyseverfahren für die Jahre bis 2030 bzw. 2050 dargestellt. Verdeutlicht wird auch hier eine Reduzierung der Kosten über die nächsten Jahrzehnte.

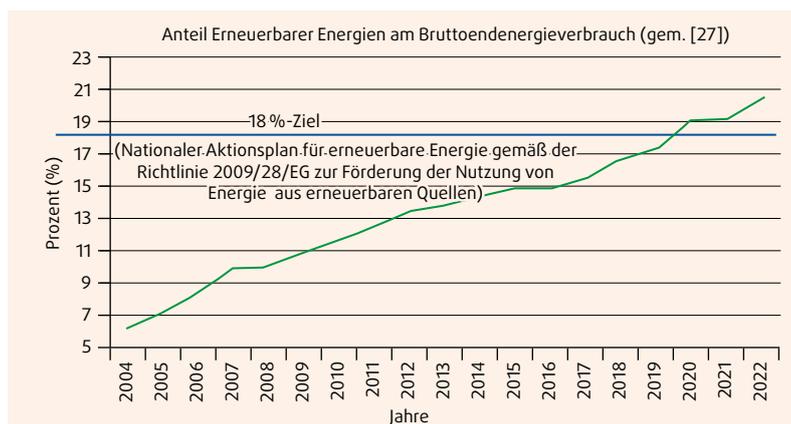


Abbildung 9
Anteil erneuerbarer
Energien am Brutto-
endenergieverbrauch
(gem. [27])

Eine weitere Abschätzung entstehender Kosten wird mit der Abbildung 8 gegeben, welche die zuvor dargestellten Ergebnisse im Allgemeinen bestätigt.

Die aufgeführten Prognosen beleuchten zunächst die Betrachtungszeiträume bis 2030 und darüber hinaus bis 2050. Während die Zeitspanne des Markthochlaufs vor allem der Schaffung von Produktionskapazitäten und Wasserstoff-Infrastruktur sowie der Etablierung von Wasserstoffanwendungen dient, wird aufgrund von Weiterentwicklungen, Effizienzsteigerungen und dem Markt selbst, bis 2050 eine deutliche Kostenänderung unterstellt, da insbesondere die Kosten für die Leistungselektronik und die „Stacks“ aufgrund einer möglichen Serienproduktion sinken werden. Größeren zentralen Anlagen kommen dadurch spezifische Kostenvorteile zu. Inwiefern sich somit dezentrale kleinere Anlagengrößen mit Blick auf die angestrebte Wärmewende am Markt behaupten können, bleibt abzuwarten. Neben den notwendigen Investitionen stellen die Betriebskosten ebenso wie die Kapitalkosten weitere zu beachtende Größen dar, auf die an dieser Stelle nicht näher eingegangen wird.

1.2.3 Fördermittel

Verbunden mit der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie ist der Markthochlauf der Wasserstoffherzeugung, der zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrags durch verschiedene Fördermittelprogramme auf EU-, Bundes- und Länderebene Unterstützung erfährt. Je nach Projektumfang stehen bspw. mittels „European Green Deal“, „Fit For 55“, „NIP-Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“, „IPCEI-Förderung“, „7. Energieforschungsprogramm“, „HyLand – Wasserstoffregionen in Deutschland“ Fördermittel zum Abruf bereit. Darüber hinaus sind ggf. standortspezifische Förderungen möglich.

1.2.4 Genehmigung

In Abhängigkeit des Projektumfangs und der zuständigen Genehmigungsbehörde ergibt sich das genehmigungsrechtliche Vorgehen bzgl. der Errichtung und des Betriebs von Elektrolyseuren der vorgenannten Verfahren.

Beispielsweise für die Anwendung eines stationären Verfahrens im industriellen Maßstab, findet die Eingruppierung der Wasserstoffherzeugung gemäß 4. BImSchV, Anhang 1, Nr. 4.1.12 statt, wonach

ein förmliches immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren inkl. Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen ist. Im gleichen Rahmen erfolgt die Eingruppierung in die Industrieemissionsrichtlinie (IE-RL), woraus weitere Betreiberpflichten hervorgehen, wie bspw. der Erstellung eines Ausgangszustandsberichts über den Zustand des Bodens gem. § 10 Abs. 1a BImSchG oder von Überwachungsplänen gem. § 52 a BImSchG.

Neben der Erzeugung kann die Wasserstoff-Speicherung eine Rolle spielen. Bestimmt durch die genehmigte Höchst- und Lagermenge würde Abschnitt 9, Anhang 1, 4. BImSchV sowie darüber hinaus ggf. die rechtlich-technischen Anforderungen (bspw. Sicherheitsbericht, Alarm- und Gefahrenabwehrplänen etc.) gemäß Störfallverordnung (12. BImSchV) zur Geltung gelangen.

Die Durchführung eines förmlichen Genehmigungsverfahrens geht zumeist einher mit einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung. Für Elektrolyseure bedeutet dies zunächst die Eingruppierung gemäß Anlage 1, Ziffer 4.2 UVPG, verbunden mit einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls (§ 7, Abs. 1, Satz 1).

Aus bauplanerischer Sicht sind für die Errichtung von Elektrolyseuren die §§ 29 ff. BauGB maßgebend. Gewerbegebiete (vgl. § 8 BauNVO) oder Industriegebiete (vgl. § 9 BauNVO) als möglicher Standort zeigen sich vorteilhaft, ebenso wie qualifizierte oder vorhabenbezogene Bebauungspläne. Sofern kein Bebauungsplan vorliegt (§ 34 BauGB „Innenbereich“, § 35 BauGB „Außenbereich“), kann ggf. eine Ausnahme erwirkt werden (bspw. Nutzung zur öffentlichen Gasversorgung). Inwiefern für Elektrolyseure gem. § 249 a BauGB ggf. eine Privilegierung gilt, ist mit der zuständigen Behörde im Vorfeld zu klären.

Je nach Ausgestaltung des beantragten Projekts resultiert im Allgemeinen ein Genehmigungszeitraum von 7–12 Monaten.

Weitergehende Anwendungen wie bspw. Wasserstoffverladung, Wasserstofftankstellen, CO₂-Abtrennung, Methanisierung etc. sind entsprechend ihrer Genehmigungsbedürftigkeit zu prüfen.

Hinweis: Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrags befindet sich die Revision der IE-RL (2010/75/EU) zur Beschlussfassung im EU-Parlament. Ein positiver Beschluss würde die Anpassung der 4. BImSchV nach sich ziehen, wodurch voraussichtlich die Genehmigungsvoraussetzungen vereinfacht würden, wie beispielsweise durch ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren.

2. Teil 2 – Schwerpunkt orangener Wasserstoff

2.1 Biomassebasierte Elektrolyse

2.1.1 Einleitung

Wie eingangs bereits erwähnt stellen die erneuerbaren Energien momentan einen Anteil von fast 17% des Gesamtprimärenergieverbrauchs dar. Mit einem Blick auf den Bruttoendenergieverbrauch (Endenergieverbrauch an Strom und Wärme inkl. Umwandlungs- und Übertragungsverluste) und dem hierin enthaltenen Anteil an erneuerbaren Energien zeigt sich, dass

nicht nur die seitens der EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien (RED II, 2018/2001) geforderte Quote von 18 % übertroffen wurde, sondern zugleich auch zukünftig eine steigende Tendenz zu erwarten ist (vgl. Abbildung 9).

Sowohl für den thermischen (rd. 169 TWh bzw. 35 %) als auch elektrischen Anteil (rd. 50 TWh, bzw. 10 %) am Endenergieverbrauch (489 TWh) nimmt lt. [27] die Energiebereitstellung aus Biomasse eine Größenordnung von 45 % bzw. 219 TWh ein. Darin enthalten sind auch die Anteile an biogenem Abfall [27].

Attraktiv zeigt sich die biogene Abfallmenge demnach auch, weil die gegenwärtige Hausmüllzusammensetzung einen 40 %igen Anteil an organischen Abfällen aufweist. Durch die Umweltministerkonferenz wurde bereits im Jahr 2020 darüber entschieden, dass der Anteil an Bioabfällen im Restmüll bis 2025 mindestens um ein Drittel bzw. bis 2030 um mindestens 50 % zu reduzieren ist. Ähnliche Zielvorgaben sind mit den Abfallwirtschaftsplänen der Bundesländer (bspw. Rheinland-Pfalz) verknüpft. Damit einhergehend wird die zukünftig separat zu behandelnde biogene Abfallmenge steigen. Um dieses Potenzial sowohl stofflich als auch energetisch nutzbar zu machen, können bspw. biomassebasierte Elektrolyseverfahren einen Ansatz bieten.

Hierdurch eröffnet sich u. a. die Option, konventionelle Biogasanlagen (Stand 2022: etwa 8.700 Stk.) oder auch Abfallvergärungsanlagen (Stand 2022: etwa 148 Stk.) weiter zu „Bioraffinerien“ zu entwickeln, um letztlich Biomethan bereitstellen zu können. Gleichzeitig kann eine Optimierung dahingehend erfolgen, dass diese Anlagen als dezentral agierende flexible Kraftwerke zu betreiben sind, anstatt einer konstant Biogas produzierenden Einheit, um dadurch zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit beizutragen. Nach [28] würden sich dadurch heute schon rd. 22 % der erzeugten elektrischen Leistung in Gaskraftwerken ersetzen lassen und vor dem Hintergrund einer zukünftig verstärkten Nutzung von Abfall- und Reststoffen sogar bis zu 46 %.

2.1.2 Technologie-Übersicht

Neben den zuvor aufgeführten Verfahren zur Wasserstoffelektrolyse bestehen weitere technische Ansätze auf Basis fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse sowie Biogas aus biogenen Reststoffen, um orangenen Wasserstoff zu erzeugen. Als Ausgangsmaterialien können Proteine, Fette, Kohlehydrate oder auch Bioabfall in Form von Grünschnitt, Grüngut oder Biogut dienen. Eine Umwandlung der erstgenannten Stoffe findet zumeist über eine anaerobe biologische Behandlung mittels Bakterien vorrangig zu CO_2 , CH_4 und weiteren Verbindungen/Nebenprodukten statt. Der Aufschluss fester Biomasse nutzt eher die thermochemische Technologie, wie bspw. die Dampfreformierung, Pyrolyse oder Vergasung. Insgesamt befindet sich das Entwicklungslevel biomassebasierter Verfahren (vgl. Abbildung 10, graue Bereiche) auf noch niedrigerem Niveau, sodass die meisten Anwendungen momentan nicht kommerziell am Markt etabliert sind.

Mit Blick auf die vorgenannten Einsatzstoffe ist beispielhaft die Dunkelfermentation zu nennen, die in-

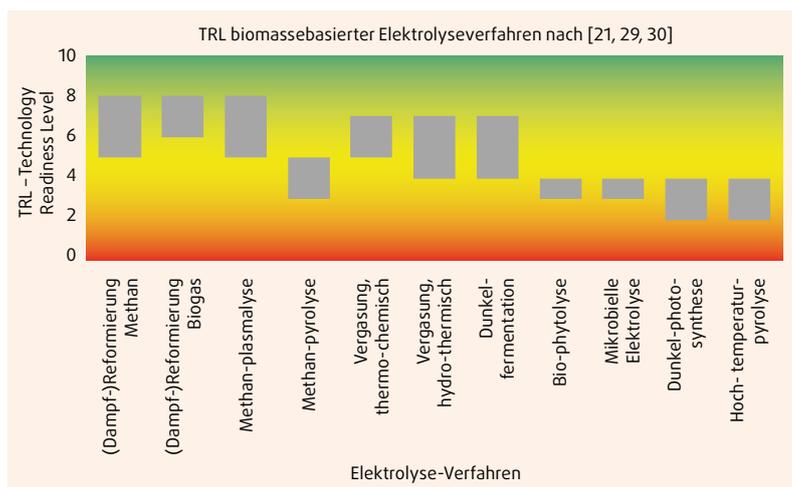


Abbildung 10
Übersicht TRL ausgewählter biomassebasierter Elektrolyseverfahren (gem. [21], [29], [30])

nerhalb der Verfahren zur biochemischen Umsetzung das Stadium des Technikums erreicht hat [31]. Das Forschungsvorhaben „HyPerFerment“ befasst sich aktuell mit diesem Thema [29]. Zu verstehen sind hierunter geschlossene Reaktoren, die Biomasse bei thermophilen Bedingungen (35–80 °C) unter anaerober Atmosphäre in ein Gasgemisch aus Methan, Wasserstoff und weiteren gasförmigen Bestandteilen umwandeln. Zumeist findet dieses Verfahren zweistufig statt. Dabei umfasst die erste Stufe die Erzeugung von Wasserstoff und Kohlendioxid durch den unvollständigen Abbau komplexer organischer Verbindungen, während die zweite Stufe die Vergärung der verbleibenden Biomasse unter der Erzeugung von Methan vorsieht. Insbesondere für den Einsatz von kommunalen Bioabfällen bietet sich dieses Verfahren daher an [30]. Interessant erscheinen biochemische Verfahren vor allem deshalb, weil bestehende Vergärungs- oder auch Biogasanlagen mit verfahrenstechnischen Bausteinen ergänzt werden können. Den Ausführungen von [32] folgend, könnten annähernd 15 % der bestehenden Biogas- und 50 Biomethananlagen von diesem Ansatz profitieren und dadurch ein theoretisches Potenzial von 50.000 t/a Wasserstoff bereitstellen. Zudem bietet sich hierdurch die Möglichkeit, weiterhin Kompost und/oder flüssige Gärreste zu erzeugen.

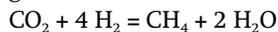
Die erzielbare Qualität an Biowasserstoff gleicht der aus wasserbasierten Verfahren, da letztlich auch hierbei oftmals eine weitergehende Aufbereitung in Abhängigkeit der vorgesehenen Anwendung stattfinden muss.

Neben dem breiten Spektrum an biomassebasierten Verfahren sind die Weiternutzung des Wasserstoffs und die mit den einzelnen Technologien verknüpften Zwischen-/Nebenprodukte zu beachten. Hier spielen neben dem Wasserstoff vor allem kohlenstoffbasierte Gase (CO , CO_2) oder eine direkte Nutzung von Synthesegasen eine wichtige Rolle in der Ausgestaltung des Gesamtkonzepts. So könnten als Erweiterung verfahrenstechnische Bausteine wie bspw. die Anwendung CCS (carbon capture and storage; Abscheidung/Speicherung von CO_2), CCU (carbon capture and utilization; Abscheidung/Speicherung von CO_2 mit industrieller rohstofflicher Nutzung) oder in Kombination (CCUS) sowie die Erzeugung von Methanol oder Am-

moniak zukünftig von Interesse sein, ebenso wie die Methanisierung.

2.2 Ausblick: Methanisierung

Sofern der erzeugte Wasserstoff keiner direkten Verwendung zukommt, bietet sich zur Speicherung eine Weiterverarbeitung, bspw. durch das Verfahren der Methanisierung und so zur Umwandlung in synthetisches Erdgas an. Die Vorteile zeigen sich insbesondere darin, dass Methan in das öffentliche Gasnetz eingespeist sowie in Gasspeichern zwischengelagert werden kann. Über den sogenannten Sabatier-Prozess (Zugabe von konzentriertem CO₂ zum Wasserstoff) gelangt das Gasmisch bei Temperaturen zwischen 300–550 °C und Drücken von 10–100 bar u. a. über einen Katalysator. Als Katalysatormaterial dient für diesen Anwendungsfall häufig Nickel, aufgrund seiner hohen Aktivität und Selektivität zu Methan. Am Ende des Prozesses entstehen letztlich Wasserdampf und Methan [33], [34]. Die stark exotherme Umsetzung lässt sich im Allgemeinen beschreiben als:



Für den Einsatz dieses Verfahrens eignen sich aufgrund hoher Abgasvolumina vor allem industriell geprägte Standorte mit CO₂-Quelle (Abgas Heizkraftwerk, Stahl- oder Zementwerk). Allerdings entsteht das CO₂ auf diesen Standorten zumeist (noch) aus fossilen Energieträgern.

Einen weiterführenden Ansatz bietet die sorptionsbasierte Methanisierung, durch Nutzung von zeolithischen Materialien innerhalb eines Reaktorbehälters, die sich ihrerseits durch sehr gute Adsorptions- und molekularsieb-ähnliche Eigenschaften auszeichnen. Der chemische Vorgang gleicht dem zuvor beschriebenen Ansatz. Durch die mineralischen Pellets entstehen neben dem gewünschten Methan noch Wasser, jedoch keine Mengen an Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Aufgrund dessen liegt das produzierte Methan in sehr reiner Qualität vor, wodurch eine direkte weitergehende Nutzung bspw. innerhalb des Erdgasnetzes möglich ist. Der Wasseranteil wird durch die Pellets aufgenommen. Sind diese mit Wasser gesättigt, kann über deren Trocknung eine Regeneration stattfinden [35].

Mit Blick auf den hier skizzierten Beitragsinhalt könnten in ähnlicher Weise biologische Prozesse bspw. in Form einer Vergärung von Biomasse Vorteile generieren, wenngleich die CO₂-Mengen hierbei verfahrensbedingt weniger hoch anfallen. Somit kann auch eine biologische Methanisierung unter Zuhilfenahme von Archaeen (anaerobe Mikroorganismen, die H₂ und CO₂ zu CH₄ verstoffwechseln) stattfinden. Infrage kommende Bakterienstämme finden sich zumeist in den Vergärungseinheiten. Aus technischer Sicht kommen demzufolge Biogasanlagen im Zusammenspiel mit einer Elektrolyse-Einheit als Ergänzung in Betracht. Mit überschüssigem (bestenfalls regenerativem) Strom wird Wasserstoff produziert und im Nachgang Methan erzeugt. Zu beachten bleibt hierbei, dass die Bakterien nicht in der Lage sind, die vollständige Umsetzung des Rohgases herbeizuführen. Daher ist eine weitergehende Gasaufbereitung notwendig, um das erzeugte „Bio-Erdgas“ einspeisen zu können.

Die praktische Umsetzung dieser Thematik wird aktuell gefördert durch das 7. Energieforschungsprogramm und dem „Teilvorhaben 6.2 – Synergie von Power to Gas und Bioabfallbehandlung“ [36], im Rahmen eines Reallabors [37] am Standort des Biogas- und Kompostwerk Bützberg der Stadtreinigung Hamburg (SRH). Die SRH betreibt an diesem Standort u. a. die Bioabfallvergärungsanlage nach dem Prinzip der Trockenfermentation. Das hierdurch erzeugte Roh-Biogas kommt einer Aufbereitung (u. a. Entschwefelung, Entfeuchtung) zu, bevor im Nachgang dessen Einspeisung als Biomethan in das Erdgasnetz stattfindet. Das im Rahmen der Aufbereitung abgeschiedene CO₂ findet im Prozess der Fermentation Anwendung zum Austreiben von Frischluft [38].

Mit dem Forschungsvorhaben verknüpft ist die Erweiterung der bestehenden Anlagentechnik um einen Elektrolyseur auf Basis von Windenergie zur Erzeugung von Wasserstoff. Dieser wird im Anschluss in die vorhandenen Fermenter in-situ zugeführt, wodurch das während der Vergärung entstehende CO₂ einer Methanisierung unterzogen wird. Der Vorteil dieser Vorgehensweise liegt in der Nutzung des Stoffwechsels von Archaeen, wodurch der Anteil an CO₂ im Roh-Biogas reduziert und gleichzeitig der CH₄-Anteil gesteigert wird. Der erzeugte Mehranteil an Methan gelangt zusammen mit dem Roh-Biogas in die vorhandene Gasaufbereitung und im Anschluss in das öffentliche Erdgasnetz in Form von Synthetic Natural Gas (SNG). Dem bestehenden Erdgasnetz fällt dadurch eine Speicher- und Weiterleitungsfunktion zu, die gleichzeitig der Dekarbonisierung der angeschlossenen Erdgasverbraucher dient [36], [37], [38].

2.3 Marktentwicklungen

Während in den letzten Jahrzehnten in der Elektrolysetechnologie das AEL-Verfahren dominierte, wird aus heutiger Sicht die alkalische Elektrolyse für die nächsten Jahre mutmaßlich weiterhin der Vorreiter bleiben. Insbesondere auch deshalb, weil größere Anlagenklassen mit dieser Technologie bereits realisiert wurden und sich im Dauerbetrieb befinden [39], [40], [41], [24].

Vor dem Hintergrund der angeführten Entwicklungsstände bzw. zukünftig möglicher Entwicklungspotenziale und damit im Zusammenhang stehenden Marktentwicklungen liegen die Einschätzungen nahe, dass die PEM- und vor allem die SOEC-Elektrolyse an Bedeutung gewinnen bzw. Marktanteile für sich behaupten können. Insbesondere der Letztgenannten werden eine hohe Effizienz und Reduzierung des notwendigen Strombedarfs in Aussicht gestellt, speziell aufgrund des Betriebsverhaltens (Teillastverhalten und Hochlaufgeschwindigkeit) und der Option Prozessabwärme Dritter, wie bspw. Industrieabwärme, oder auch weitere Prozessbausteine wie die Methanisierung, Methanolsynthese, Fischer-Tropsch-Synthese etc. in den Prozess mit einbinden zu können [39], [40], [41], [24].

Ebenfalls könnte zukünftig die AEM-Technologie von Entwicklungen am Markt profitieren, da hierbei die Vorzüge der AEL- und PEM-Elektrolyse in Form von hoher Leistungsdichte und dem Betriebsverhalten zusammenfließen [41], [24].

Bislang verbaute Anlagen zur Wasserelektrolyse finden sich hauptsächlich im unteren Megawattbereich wieder und sind seitens der Lieferanten vorwiegend als modulare Anlagenkonzepte konzipiert, innerhalb von Standard-Containern installiert und lassen sich bei Bedarf zu mehreren Modulen zusammenschließen. Eine durch den Markthochlauf bedingte stärkere Nachfrage kann dazu beitragen, dass die bisher vom Markt geforderten Größenordnungen anwachsen. Die hieraus resultierenden Anlagendimensionen könnten die Errichtung von technischen Gebäudekonzepten erforderlich machen.

Aufgrund der überwiegend vorhandenen niedrigen Entwicklungslevel an biomassebasierten Verfahren zeigen sich am Markt entsprechend wenig Referenzen, bestenfalls Pilotanlagen. Ob und welche der aufgeführten Verfahren sich zukünftig am Markt behaupten können, bleibt an dieser Stelle vorerst abzuwarten.

Sofern politisch und wirtschaftlich nachhaltige Energiesysteme gefordert und gefördert werden, ist kurzfristig mit einer positiven Marktentwicklung für die verschiedenen Wasserstoffoptionen zu rechnen. Insbesondere dann, wenn global der Wasserstoffhandel ansteigt. Neben den vorgestellten Verfahren zur Wasserstoffherzeugung kommen weitere Voraussetzungen zum Tragen, wie bspw. die Schaffung notwendiger Infrastruktur zum Import, der Verladung und dem Transport sowie dem Vertrieb und der eigentlichen Anwendung von Wasserstoff in den entsprechenden Bereichen der Industrie, Energieversorgung oder dem Verkehrssektor.

2.4 Fazit

Zur Erreichung der seitens der Bundesregierung formulierten Ziele zum Klimaschutz und zur Reduktion von Energieimporten bei gleichzeitiger Erhöhung der Versorgungssicherheit, kann die Produktion von Wasserstoff zur Substitution von Erdgas einen Beitrag leisten.

Ein Blick auf den Primärenergieverbrauch zeigt, dass innerhalb der nächsten Jahre ein erheblicher Zuwachs an Wasserstoff-Produktion notwendig ist, um den Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff vollziehen zu können, wohl wissend, dass dieses Ziel kurz- und mittelfristig nicht ohne Wasserstoff-Importe und der darüber hinaus notwendigen Infrastruktur zu erreichen ist.

Aus verfahrenstechnischer Sicht stehen verschiedene Optionen zur Erzeugung von grünem bzw. orangenem Wasserstoff zur Verfügung. Während die Wasserelektrolyse großtechnisch am Markt vertreten ist und bereits über einen hohen Entwicklungsstand verfügt, weisen biomassebasierte Verfahren eher noch Forschungscharakter auf oder sind bestenfalls als Pilotanlagen entwickelt.

Zudem ist die Wasserstoffproduktion aktuell nur auf einem hohen Kostenniveau zu realisieren, wenngleich für die nächsten Jahrzehnte eine Senkung der Herstellungskosten erwartet wird. Neben den Investitionen nehmen die Betriebskosten eine wichtige Rolle ein. Speziell die Wasserelektrolyse zeigt sich energie- bzw. kostenintensiv, weshalb der Nutzung biomassebasierter Verfahren zukünftig ein entsprechender Stellenwert zukommen könnte.

Die Abfallwirtschaft kann zur Zielerreichung ebenfalls einen Beitrag leisten, da mit der aktuellen Gesetzgebung eine höherwertige Verwertung des Biomassepotenzials in Restmüllmengen verknüpft ist. Momentan kommt diesbezüglich überwiegend die Kompostierung ggf. in Kombination mit einer vorgeschalteten Vergärung zum Einsatz. Eine Nutzung dieser Biomassefraktionen innerhalb von Vergärungsanlagen zur Erzeugung von Biogas- bzw. ggf. Biowasserstoff würde die Energiesicherheit erhöhen und zugleich die Abhängigkeit vom Erdgas senken. Darüber hinaus stünden die verbleibenden Gärreste weiterhin für eine stoffliche Nutzung zur Verfügung.

Auch wenn Biowasserstoff momentan aufgrund der verfahrenstechnischen Einheiten im Vergleich nur eher geringe Chargen erzeugen kann, bieten sich die Verfahren vornehmlich zur Versorgung dezentraler Regionen an, vor allem bei Vorhandensein einer Vergärungs- oder Biogasanlage. Diese produzieren Energie auch bei unzureichender Solar- und Windenergie. Insofern stellt die Erzeugung von Biowasserstoff eine Ergänzung zum grünen Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse dar.

Beiden Erzeugungsarten gemein ist die zukünftige Möglichkeit einer sich anschließenden Methanisierung und damit direkten Nutzung innerhalb des Erdgasnetzes oder der Zwischenspeicherung in entsprechenden Lagerstätten. Allerdings besteht auch hier noch Entwicklungsbedarf, um bspw. die prozessbedingte Wärmeentwicklung begrenzen zu können.

Ob und welche der aufgezeigten Verfahren den Markt für sich behaupten können, hängt letztlich von politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, regionalen bzw. spezifischen örtlichen Gegebenheiten und der technologischen Weiterentwicklung ab.

Im Rahmen dieses Beitrags konnten somit Chancen und Strategien zur Erzeugung von Wasserstoff als Beitrag zur Energie- und Wärmewende auf Basis unterschiedlicher Einsatzstoffe aufgezeigt werden.

Literatur

- [1] **dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH:** „Baustein einer Integrierten Energiewende – Roadmap Power to Gas,“ dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2017.
- [2] **Bundesregierung:** „Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG),“ Bundesregierung, Berlin, 2021.
- [3] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz:** „Klimaschutzprogramm 2023,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin, 2023.
- [4] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) – Öffentlichkeitsarbeit:** „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023,“ Zentraler Bestellservice für Publikationen der Bundesregierung, Berlin, 2023.
- [5] **BMUV – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz:** „<https://www.bmuv.de/>“ BMUV, 06.10.2022. [Online]. Available: <https://www.bmuv.de/pressemitteilung/bundesministerien-legen-gemeinsame-eckpunkte-fuer-eine-nationale-biomassestrategie-vor>. [Zugriff am 04.12.2023].
- [6] **Umweltbundesamt:** „<https://www.umweltbundesamt.de/>“ Umweltbundesamt, März 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren>. [Zugriff am 10. August 2023].
- [7] **Woche des Wasserstoffs:** „<https://www.woche-des-wasserstoffs.de/>“ Woche des Wasserstoffs, 2023. [Online]. Available: <https://www.woche-des-wasserstoffs.de/post/warum-wasserstoff-der-gamechanger-ist-teil-2>. [Zugriff am 11. August 2023].
- [8] **destatis:** „<https://www.destatis.de/>“ destatis, 21. Juli 2022. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/07/PD22_N044_43.html. [Zugriff am 10. August 2023].

- [9] **Woche des Wasserstoffs:** „<https://www.woche-des-wasserstoffs.de/>“, Woche des Wasserstoffs, 2023. [Online]. Available: <https://www.woche-des-wasserstoffs.de/post/warum-wasserstoff-der-gamechanger-ist-teil-1>. [Zugriff am 11 August 2023].
- [10] **A. A. f. s. u. E. e. V.:** „Power to Gas – Erzeugung von regenerativem Erdgas.“ ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Berlin, 2014.
- [11] **demaco-cryogenics:** „<https://demaco-cryogenics.com/>“, demaco-cryogenics, 15 August 2023. [Online]. Available: <https://demaco-cryogenics.com/de/blog/die-energiegedichte-von-wasserstoff-eine-einzigartige-eigenschaft/>. [Zugriff am 15 August 2023].
- [12] **https://www.chemie.de,** „<https://www.chemie.de/>“, <https://www.chemie.de/> lexikon/Wasserstoffverspr%C3%BDdung.html. [Zugriff am 17 August 2023].
- [13] **https://www.twi-global.com,** „<https://www.twi-global.com/>“, <https://www.twi-global.com/locations/deutschland/was-wir-tun/haeufig-gestellte-fragen/was-ist-wasserstoffversproedung-ursache-wirkung-praevention>. [Zugriff am 17 August 2023].
- [14] **DVGW – Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.:** „SyWeSt H2: Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit.“ DVGW, Bonn, 2023.
- [15] **D. D. V. d. G.-. u. W. e.V.:** „H₂ vor Ort – Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen.“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn, 2020.
- [16] **ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.:** „Energieträger Wasserstoff – Grundlagen, Anwendung, Speicherung, Infrastruktur.“ ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Berlin, 2020.
- [17] **D. D. V. d. G.-. u. W. e.V.:** „Die Gasnetze sind bereit für Wasserstoff!.“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V, Bonn, 2021.
- [18] **GASAG AG:** „<https://www.gasag.de/>“, GASAG AG, 13 05 2022. [Online]. Available: <https://www.gasag.de/magazin/neudenken/wie-viel-strom-fuer-1kg-wasserstoff>. [Zugriff am 25 August 2023].
- [19] **https://www.hercowater.com,** „<https://www.hercowater.com/>“, <https://www.hercowater.com/de/waterguide-wassertechnik/elektrolyse-arten-ael-aem-pem-soec.html>. [Zugriff am 18 August 2023].
- [20] **https://power-to-x.de,** „<https://power-to-x.de/>“, <https://power-to-x.de/marktuebersicht-92-elektrolyseure-von-17-herstellern/>. [Zugriff am 17 August 2023].
- [21] **Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.:** „<https://www.ffe.de/>“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., April 2019. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/elektrolyse-die-schlusselftechnologie-fuer-power-to-x/>. [Zugriff am 22 August 2023].
- [22] **dena – Deutsche Energie-Agentur:** „Power to X: Technologien.“ dena, Berlin, 2018.
- [23] **Fraunhofer ISE:** „CATF_Report_Electrolysis_final.“ Fraunhofer ISE, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/press-einformatioenen/2022/2021-11-17_CATF_Report_Electrolysis_final.pdf, 2022.
- [24] **NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie:** „Studie IndWEde – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme.“ NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, Berlin, 2018.
- [25] **Nationale Wasserstoffrat:** „<https://www.wasserstoffrat.de/>“, Leitstelle Wasserstoff, 2 Juli 2021. [Online]. Available: <https://www.wasserstoffrat.de/veroeffentlichungen/grundlagen-und-informationspapiere#c23403>. [Zugriff am 17 August 2023].
- [26] **Fraunhofer ISE:** „<https://www.ise.fraunhofer.de/>“, Fraunhofer ISE, Februar 2022. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/auf-dem-weg-zur-gw-industrie-fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme.html>. [Zugriff am 23 August 2023].
- [27] **Umweltbundesamt:** „<https://www.umweltbundesamt.de/>“, Umweltbundesamt, Februar 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#ueberblick>. [Zugriff am 05 September 2023].
- [28] **Prof. Michael Nelles et. al.:** „Biomasse in der deutschen Energiestrategie – Multitalent vor großer Karriere.“ Entsorga – Das Fachmagazin für Kreislaufwirtschaft, pp. 42–45, 05 2023.
- [29] **Fraunhofer IFF:** „<https://hyperferment.de/>“, <https://hyperferment.de/>, Juli 2023. [Online]. Available: <https://hyperferment.de/>. [Zugriff am 14 September 2023].
- [30] **D. Bundestag:** „Oranger Wasserstoff: Herstellung von Wasserstoff aus Abfall.“ Deutscher Bundestag, Berlin, 2021.
- [31] **DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrumgemeinnützige GmbH:** „DBFZ-Report Nr. 46 – Wasserstoff aus Biomasse.“ DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrumgemeinnützige GmbH, Leipzig, 2022.
- [32] **e. a. Eggers:** „Grüne Wasserstoffproduktion durch Biogasanlagen.“ in 15. Biomasseforum, Bad Hersfeld, Witzenhausen-Institut, 2023, pp. 162–167.
- [33] **P. D. A. Heel:** „Energie-Experten.“ Energie-Experten c/o EKZ-Energieberatung, 2023. [Online]. Available: <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/smar-te-katalysatoren-verwandeln-co2-und-wasserstoff-in-methan.html>. [Zugriff am 20 November 2023].
- [34] **Energie-Lexikon:** „Energie-Lexikon.“ Energie-Lexikon, 20 August 2023. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/methanisierung.html>. [Zugriff am 20 November 2023].
- [35] **R. Diermann:** „Grünes Methan für Reservekraftwerke: Mineral-Kügelchen machen es möglich.“ Neue Zürcher Zeitung, Nr. 05.03.2023, 2023.
- [36] **Norddeutsches Reallabor:** „<https://norddeutsches-reallabor.de/>“, <https://norddeutsches-reallabor.de/teilverhaben-steckbrief-6-2/>, 12 2023. [Online]. Available: <https://norddeutsches-reallabor.de/teilverhaben-steckbrief-6-2/>. [Zugriff am 12 2023].
- [37] **Stadtreinigung Hamburg:** „Projektvorstellung NRL – Norddeutsches Reallabor am Bützberg.“ Stadtreinigung Hamburg, Hamburg, 2022.
- [38] **Stadtreinigung Hamburg:** „Biogas- und Kompostwerk Bützberg – Kurzvorstellung.“ Stadtreinigung Hamburg, Hamburg, 2022.
- [39] **Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI:** Karlsruhe et al. „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland.“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe et al., Karlsruhe, 2019.
- [40] **DIHK:** „DIHK-Faktenpapier Wasserstoff.“ Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK), Berlin, 2020.
- [41] **Projekträger Jülich (Ptj):** „Langfassung der Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff.“ Projekträger Jülich (Ptj), Jülich, 2022.
- [42] **DIW Berlin:** „DIW Berlin: Politikberatung kompakt 166, Am Klimaschutz vorbeigeplant – Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in Deutschland – Hintergrundpapier.“ DIW Berlin Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, 2021.
- [43] **DIW Berlin:** „<https://www.diw.de/>“, DIW Berlin, August 2023. [Online]. Available: https://www.diw.de/de/diw_01.c.879291.de/publikationen/wochenberichte/2023_32_3/wasserstoff_ja_aber_bitte_nur_in_gruen_kommentar.html. [Zugriff am 11 August 2023].
- [44] **https://www.chemie.de,** „<https://www.chemie.de/>“, <https://www.chemie.de/lexikon/Wasserstoff.html>. [Zugriff am 15 August 2023].
- [46] **sbh4 consulting:** „<https://sbh4.de/>“, sbh4 GmbH, 2021. [Online]. Available: <https://sbh4.de/assets/electrolyser-aec-aem-pem-soe.pdf>. [Zugriff am 18 August 2023].
- [47] **F. N. R. e. (FNR):** „Schriftenreihe Wachsende Rohstoffe; Band 39: Biogas – regional, fair, klimaneutral.“ Fachagentur Wachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 18276 Gülzow-Prüzen, 2021.
- [48] **E. u. M. e. IKEM – Institut für Klimaschutz:** „TransHyDE – Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft.“ IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., Berlin, 2022.

Anschrift der Autoren

Witzenhausen-Institut
für Abfall, Umwelt und Energie GmbH
Werner-Eisenberg-Weg 1, 37213 Witzenhausen