

Bern, im Februar 2024

## Reflexionen des Wissenschaftlichen Beirats der aeesuisse

### 10 Positionen zu Wasserstoff

- 1. Wasserstoff gilt als vielversprechende Alternative zu fossilen Energieträgern, insbesondere für industrielle Hochtemperaturprozesse (wo strombasierte Lösungen nicht verfügbar sind, wie z. B. bei der Glas-, Metall- und Zementherstellung) und als chemischer Grundstoff für die Herstellung verschiedener Rohstoffe (z. B. Ethylen, Methanol und Ammoniak).*
- 2. Generell dürfte Wasserstoff auch als Ersatz für flüssige Kraftstoffe fossilen Ursprungs in einigen Mobilitätssektoren eine Rolle spielen, z. B. im nicht-elektrifizierten Schienenverkehr, im Schwer- und Langstreckengüterverkehr auf der Strasse, im Seeverkehr (z. B. Fähren und kleine Seeschiffe) und in der Luftfahrt. Jede Anwendung muss im Hinblick auf die Gesamt-umweltauswirkungen im Vergleich zu strombasierten Alternativen sorgfältig bewertet werden. In der Luftfahrt befindet sich die Herstellung von synthetischem Kerosin auf Basis von kohlenstofffreiem Wasserstoff noch in einer vorindustriellen Entwicklungsphase, obwohl derzeit weltweit sehr umfangreiche Mittel investiert werden. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass Wasserstoff in der privaten Mobilität und im Kurzstreckenverkehr eine bedeutende Rolle spielen wird, da sein Umwandlungswirkungsgrad im Vergleich zur Elektromobilität deutlich geringer ist.*
- 3. Wasserstoff kann als saisonaler Energiespeicher dazu beitragen, die «Winterstromlücke» während der kältesten und dunkelsten Zeit des Jahres in Ländern mit kontinentalem Klima wie der Schweiz zu schliessen. Er könnte auch die begrenzte Verfügbarkeit von Biomasse teilweise kompensieren, insbesondere in kleineren Ländern ohne relevanten Agrarsektor. Während Wasserstoff in den industriellen Sektoren, die auf Hochtemperaturprozesse angewiesen sind, eine entscheidende Rolle spielen dürfte, dürfte er für die dezentrale Wärme- und Stromerzeugung in Gebäuden nur eine sehr begrenzte Bedeutung haben. Eine Ausnahme könnte die Verwendung von Wasserstoff für künftige zentrale Fernwärmesysteme sein, die auf hocheffizienten Brennstoffzellen basieren, die im WKK-Modus betrieben werden.*
- 4. Es ist zu erwarten, dass die Gesamtkosten für Elektrolyseure in den kommenden Jahren weiterhin erheblich sinken werden, ähnlich wie bei PV-Modulen. Dennoch sind die Anfangsinvestitionen für Wasserstoffproduktionskapazitäten nach wie vor hoch – ganz zu schweigen von Speicherkapazitäten – mit Folgen für die Finanzierbarkeit von H<sub>2</sub>-Projekten, wodurch sich Investitionsentscheide möglicherweise verzögern. Die Verwertung der von Elektrolyseuren erzeugten überschüssigen Wärme sowie Systemdienstleistungen für das Stromnetz bei Stromüberschuss könnten zur Rentabilität der Wasserstoff-erzeugung beitragen.*
- 5. Die Umwandlungskette von Wasserstoff bringt Kaskaden-Wirkungsgradverluste mit sich, die sorgfältig mit der direkten Stromnutzung in Anwendungen verglichen werden müssen. Dennoch könnte die Möglichkeit, Wasserstoff in gasförmiger oder flüssiger Form für eine spätere Nutzung zu speichern, den Effizienznachteil teilweise ausgleichen, indem sie dazu beiträgt, Angebot und Nachfrage für ein bestimmtes Gebiet oder für das nationale Energie-*

system auszugleichen (z. B. saisonale Energiespeicherung). Auch kann sie dazu beitragen, den Anteil erneuerbarer Energien im System zu erhöhen (z. B. durch vermiedene Abregelungen bei überschüssiger Stromerzeugung im Sommer).

6. *Die Speicherung von Wasserstoff in grossem Massstab stellt eine Herausforderung dar, insbesondere in Ländern, in denen keine geeigneten geologischen Standorte für unterirdische Lagerstätten zur Verfügung stehen (z. B. in ehemaligen salzhaltigen Grundwasserleitern). Dies ist jedoch ein sich schnell entwickelndes Gebiet, das in den kommenden Jahren weiter Fahrt aufnehmen könnte. Die Speicherung in Form anderer chemischer Verbindungen wie Methanol und Ammoniak kann ungeachtet der damit verbundenen Umwandlungsverluste ebenfalls in Betracht gezogen werden; einige dieser Stoffe könnten sogar direkt als Kraftstoffe verwendet werden (z. B. Ammoniak in der Schifffahrt).*
7. *Wasserstoff kann bis zu einem Anteil von 20 Prozent mit Methan gemischt in den bestehenden Erdgasleitungsinfrastrukturen mit begrenzten Anpassungen (zumindest auf den jüngsten Abschnitten der Netze und hauptsächlich auf den Verbindungselementen) transportiert werden. Der Wasserstoffanteil im Verteilnetz muss möglicherweise unter 20 Prozent liegen. In einigen Ländern, wie z. B. in Deutschland, werden gerade erst direkte Erfahrungen gesammelt, die für endgültige Schlussfolgerungen und international anerkannte Normen von entscheidender Bedeutung sein werden. Demgegenüber würde die Entwicklung einer völlig neuen Ad-hoc-Wasserstofftransport- und -verteilinfrastruktur massive Investitionen erfordern und womöglich auf eine begrenzte öffentliche Akzeptanz stossen.*
8. *In vielen bestehenden Studien über Wasserstoff fehlt eine ganzheitliche Bewertung der Gesamtkosten des an die Endverbraucher gelieferten Wasserstoffs. Eine objektive Bewertung der potenziellen Wettbewerbsfähigkeit steht daher noch aus, auch aufgrund der Unsicherheiten bei der Preisentwicklung der Energie und von CO<sub>2</sub>. Um den möglichen Beitrag von Wasserstoff zur Dekarbonisierung bewerten zu können, muss vor allem dessen Kohlenstoffintensität über die gesamte Wertschöpfungskette berechnet werden.*
9. *Auf die Schweiz bezogen kann die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff mittels Überschüssen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien realisiert werden. Zeiten geringer Rentabilität bei der Stromerzeugung könnten auch durch die Umstellung auf die Wasserstofferzeugung genutzt werden, je nach wirtschaftlichen Bedingungen und Anforderungen des Energiesystems. Alternativ könnte Wasserstoff aus dekarbonisierten fossilen Brennstoffen importiert werden, solange die lokalen Erzeugungskapazitäten die Nachfrage nicht decken.*
10. *Die Erwartung, grosse Mengen an kohlenstofffreiem Wasserstoff importieren zu können, ist angesichts der massiven Kapitalkosten für die Wasserstoffproduktion und die Transportinfrastruktur mit Vorsicht zu betrachten. Dies würde eine Führungsrolle und noch nie dagewesene Investitionen im Ausland durch Länder mit hohem Einkommen wie die Schweiz erfordern, da Länder mit mittlerem und niedrigem Einkommen nicht über die erforderlichen Mittel verfügen und nationalen Zielen der nachhaltigen Entwicklung Vorrang einräumen müssen. Andererseits haben unsere europäischen Nachbarn bereits mit dem Aufbau einer massiven Wasserstofftransportinfrastruktur begonnen. Die Schweiz sollte*

*sich an dieser Entwicklung beteiligen, um nicht ins Abseits zu geraten oder von wichtigen Entscheidungen ausgeschlossen zu werden.*

## **Der Wasserstoff-Kontext**

Wasserstoff ist ein hochwertiger Energievektor, vergleichbar mit Elektrizität. Wasserstoff kommt in der Atmosphäre praktisch nicht in dichten Konfigurationen vor und muss daher aus anderen chemischen Substanzen gewonnen werden, die in der Biosphäre natürlich vorkommen, wie Wasser und Methan. Letzteres ist derzeit die wichtigste, aber bald zu ersetzende, nicht erneuerbare Wasserstoffquelle, insbesondere für industrielle Anwendungen.

Wasserstoff kann entweder direkt zur Erzeugung von mechanischer und/oder thermischer Energie oder als Zwischenschritt zur Umwandlung verwendet werden:

- Stromerzeugung mittels Brennstoffzellen und Gas- und Dampfturbinen für stationäre und mobile Anwendungen;
- Erzeugung von synthetischem Methan durch chemische Prozesse wie die Sabatier-Reaktion und anderer synthetischer Gase als lagerfähiger Brennstoff oder als chemisches Ausgangsmaterial;
- Herstellung von flüssigen synthetischen Kraftstoffen wie Methanol.

Gegenwärtig wird Wasserstoff überwiegend in industriellen Prozessen eingesetzt, insbesondere in der Petrochemie, der Düngemittelherstellung und der Metallindustrie – und nur in geringem Umfang für die Energieerzeugung. Er wird hauptsächlich aus fossilen Ressourcen, in der Regel Erdgas, gewonnen, und zwar zu mehr als 95 Prozent und zumeist vor Ort in den Industrieanlagen. Weltweit existiert nur eine begrenzte Infrastruktur für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff über Pipelines, hauptsächlich in Nordeuropa und Amerika. Ein bedeutender Teil des Transports erfolgt heute auf der Strasse, hauptsächlich in komprimierter, gasförmiger Form, während der Transport in flüssiger Form im Seeverkehr noch in einer vorindustriellen Grössenordnung liegt.

Es wird erwartet, dass Wasserstoff unter bestimmten Bedingungen Lösungen für die Dekarbonisierung der Sektoren Energie, Mobilität und Industrie bietet – und voraussichtlich in geringerem Umfang im Haushaltssektor [1]. Dessen Rolle im Energiesystem ist Gegenstand zahlreicher Studien [2].

So verwendet die Europäische Kommission beispielsweise einen Lebenszyklusgrenzwert von 3 kg CO<sub>2</sub> pro kg Wasserstoff, um dekarbonisierten Wasserstoff zu charakterisieren [3]. In diesem Sinne kann die heutige Praxis, Wasserstoff anhand von «Farben» – wie in der folgenden Abbildung – zu unterscheiden, irreführend sein. Nur eine exakte Bewertung der Gesamtkohlenstoffintensität eines bestimmten wasserstoffbasierten Szenarios (einschliesslich sowohl der Rohstoffe als auch der Umwandlungs-, Kompressions- und Speichertechnologien unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade) stellt einen positiven ökologischen Nutzen für eine spezifische Anwendung sicher.

	Colour of hydrogen	Feedstock	Production technology	Direct GHG emissions <sup>a</sup> kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub>	Indirect GHG emissions <sup>b</sup> kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub>
Produced using electricity	Green	Renewable electricity, water and/or steam by thermolysis		-	>0 <sup>c</sup>
	Yellow	Grid electricity, water	Electrolysis	-	<1 - 30 <i>Depends on the carbon intensity of the grid mix</i>
	Pink	Nuclear electricity, water		-	>0 <sup>c</sup>
Produced using fossil fuels	Grey	Natural gas	Methane reforming	9 - 11	0.5 - 4
	Brown	Lignite	Gasification	18 - 20	1 - 7
	Black	Black coal	Gasification	18 - 20	1 - 7
	Blue	Natural gas or coal	Methane reforming with CCS Gasification with CCS	0.5 - 4	0.5 - 7
	Turquoise	Natural gas	Pyrolysis	Solid carbon (by-product)	0.5 - 5
	Green	Biogas or biomass	Reforming with or without CCS Gasification with or without CCS	Possibility of negative emissions with CCS	1 - 3
Other	Red	Nuclear heat, water	Thermolysis	-	>0 <sup>c</sup>
	Purple	Nuclear electricity and heat, water	Thermolysis and electrolysis	-	>0 <sup>c</sup>
	Orange	Solar irradiance, water	Photolysis	-	>0 <sup>c</sup>
	Green	Waste wood, plastic, municipal solid waste	Thermochemical	Possibility of negative emissions with CCS	Not assessed as variabilities in the value chains are too great to accurately represent the GHG equivalent emissions

<sup>a</sup> Direct emissions account for the hydrogen production process emissions.

<sup>b</sup> Indirect emissions account for the feedstock supply-chain emissions as well as the energy generation supply-chain emissions. Other indirect emissions, such as capex-related emissions, are also important but are not included here.

<sup>c</sup> Comparable to renewable power production infrastructure (1-20 gCO<sub>2</sub>/kWh). The emissions related to the hydrogen infrastructure and hydrogen leakage will also contribute to indirect GHG emissions, where the exact quantities have to be identified.

The table is inspired by: Global Energy Infrastructure (GEI), 2021.

Quelle: DNV Hydrogen Forecast to 2050 (2022)

## Wasserstoffproduktion – der Bedarf an dekarbonisiertem Wasserstoff

Da Wasserstoff künstlich hergestellt werden muss, sind die chemische Quelle und der Energievektor für dessen Zerlegung bedeutsam. Wenn fossile Brennstoffe wie Methan und Kohle in Zukunft ohne grossmassstäbliche CCS-Infrastruktur (Carbon Capture and Storage) vermieden werden sollen, kann Wasserstoff hauptsächlich durch Wasser- und Ammoniakspaltung hergestellt werden. Im ersten Fall muss hochgradig gereinigtes Wasser aus einer Quelle von süssem, entsalztem Wasser bereitgestellt werden, obwohl derzeit Forschungsprojekte zur direkten Nutzung von Meerwasser für die Offshore-Elektrolyse laufen.

Ammoniak wird derzeit als vielversprechendes Medium für die direkte Speicherung von Wasserstoff in chemischer – und flüssiger – Form angesehen. In beiden Fällen entstehen bei der Spaltung neben Wasserstoff zwei Gase, die entweder weiter verwertet (Sauerstoff) oder gefahrlos in die Atmosphäre abgegeben werden können (Stickstoff), während kein Kohlenstoff beteiligt ist und freigesetzt wird. Es wird darauf hingewiesen, dass Wasserstoff auch durch thermochemische Technologien erzeugt werden könnte, bei denen Metallverbindungen mit Hilfe von Sonnenenergie reduziert werden. Auf diesem Gebiet laufen vielversprechende Forschungsarbeiten für eine Vielzahl von Anwendungen [4].

Der Schlüsselaspekt ist also der Energievektor, der für die Aufspaltung verwendet wird – in den meisten Fällen Elektrizität, die in Elektrolyseure eingespeist wird. Für eine geringe Umweltbelastung muss die eingesetzte Energie aus erneuerbaren Quellen stammen: Photovoltaik, Wind, Erdwärme oder Wasserkraft.

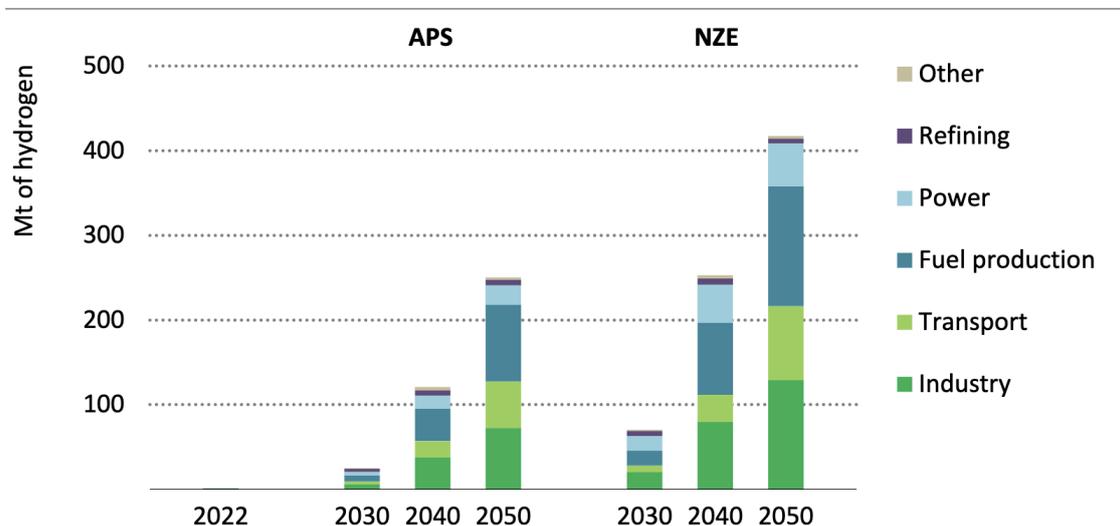
Weitere Energiequellen sind, wie in der vorherigen Darstellung aufgeführt: i) Kernenergie, die kohlenstoffarme Energie und hohe Temperaturen für hocheffiziente wasserstoffdampfbasierte Produktionsprozesse liefert; ii) Erdgasreformierung in Verbindung mit CCS-Kapazitäten zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in der Atmosphäre und unter der Voraussetzung, dass die Prozessenergie aus erneuerbaren Ressourcen, z. B. Geothermie, stammt. Derzeit werden weitere Wege der Wasserstofferzeugung erwogen, darunter die Methanpyrolyse, die zur Abscheidung von Kohlenstoff in fester Form führt und damit eine weitere Verwertung, z. B. in Bodenschutz- und -sanierungsprogrammen, sowie die Lagerung und den Transport erleichtert.

Daher können je nach den spezifischen territorialen und infrastrukturellen Bedingungen vor Ort (z. B. Verfügbarkeit einer bestimmten kohlenstoffarmen Stromquelle) verschiedene Wege der dekarbonisierten Wasserstofferzeugung besprochen werden.

Dies setzt jedoch in jedem Fall einen starken Ausbau der kohlenstoffarmen Stromerzeugungskapazitäten und eine entsprechende Überschussstromerzeugung voraus, die in speicherbaren Wasserstoff umgewandelt werden kann. Interessanterweise kündigen immer mehr Länder grosse Projekte für grünen Wasserstoff und/oder die Ammoniakproduktion an (z. B. Marokko). Dieser Effekt wird durch den massiven Rückgang der Kosten für Solar- und Windparks (mit Stromerzeugungskosten, die in grossen Parks an sonnigen/windigen Standorten bei 1,5 bis 2 ct/kWh liegen) sowie durch den jüngsten Preisrückgang bei Elektrolyseur-Systemen (bis auf 300 kWh/kWh, wie von chinesischen Unternehmen angekündigt) verstärkt.

## **Notwendig in schwer dekarbonisierbaren Sektoren**

Aktuelle Dekarbonisierungsstrategien konzentrieren sich stark auf die massive Elektrifizierung von Nutzungssektoren, basierend auf einer erheblichen Steigerung der erneuerbaren und/oder kohlenstoffarmen Stromerzeugung. Wasserstoffbasierte Lösungen stellen einen ergänzenden, keineswegs widersprüchlichen Ansatz zur Elektrifizierung dar, um die Klimaziele zu erreichen. Aktuelle Analysen zeigen in der Tat, dass ca. 40 Prozent des künftigen weltweiten Energie- und Rohstoffbedarfs nicht direkt elektrifiziert werden können [5].



IEA. CC BY 4.0.

**Annual demand for low-emissions hydrogen is 415 Mt by 2050 in the NZE Scenario, requiring a rapid scale-up from today's levels, mostly to supply industry and non-road transport fuel.**

Note: Other includes agriculture and buildings.

Nachfrage nach emissionsarmem Wasserstoff nach Sektoren (Quelle: The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions, IEA, Dec. 2023)

In diesem Zusammenhang müssen die intermittierende Erzeugung der meisten erneuerbaren Energiequellen sowie die technischen Beschränkungen in bestimmten Nutzungsbereichen berücksichtigt werden. Im Falle einer überschüssigen Stromproduktion kann ein Teil der Stromerzeugung in Wasserstoff umgewandelt werden. Dieser kann zu einem späteren Zeitpunkt in verschiedenen Anwendungen genutzt werden.

Die Produktionsbedingungen für die Anerkennung von erneuerbarem Wasserstoff wurden von der Europäischen Kommission zeitlich und räumlich genau definiert [3]. Es gibt aber auch energieintensive Sektoren, die nicht (oder nur langfristig) elektrifiziert werden können und daher eine Alternative zu gasförmigen oder flüssigen fossilen Brennstoffen benötigen, z. B. Zementwerke, schwere Langstrecken-Lkw, Landmaschinen. Der erwartete Gesamtbedarf an Wasserstoff nach Nutzungssektoren ist in der obigen Abbildung auf der Grundlage von IEA-Szenarien dargestellt:

- NZE-Szenario: Netto-Null-Emissionen im Jahr 2050
- APS-Szenario («angekündigte Zusagen»): Alle von den Regierungen eingegangenen Klimaschutzverpflichtungen werden rechtzeitig und vollständig erfüllt.

Daher wird es entscheidend sein, die Komplementarität und den Wettbewerb zwischen kohlenstoffarmer Produktion von Elektrizität und Wasserstoff klar zu identifizieren und sorgfältig abzuwägen, in welchen Sektoren diese zu den jeweils sinnvollsten Lösungen führen – wirtschaftlich, ökologisch und exergetisch. Wasserstoff stellt zusammen mit der Verwertung

von Biomasse sicherlich einen entscheidenden Ansatz für die Dekarbonisierung eines Teils der anderweitig schwer fassbaren Sektoren dar.

Es gibt einige zusätzliche Herausforderungen, die mit dem breiten Einsatz von wasserstoffbasierten Technologien verbunden sind. Diese betreffen vor allem die Wasserstoffkompression, mögliche interne Korrosionseffekte der Verteilungsinfrastruktur (Metallversprödung) und Leckage-Überwachungssysteme. Ausserdem ist Wasserstoff unter den gegebenen thermodynamischen Bedingungen ein hochentzündliches und explosives Gas, weshalb Sicherheitsmassnahmen sorgfältig konzipiert und überwacht werden müssen.

## **Die Karte der Komplementarität: Wasserstoff als Dienstleistung**

### *Power-to-Hydrogen als Dienstleistung für das Energiesystem*

Wie bereits erwähnt sind Verfahren zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff (PtH<sub>2</sub>) in erster Linie ein Element sogenannter «saisonaler Speicherstrategien», um Stromerzeugung und -verbrauch in Einklang zu bringen, insbesondere in kalten kontinentalen Klimazonen. Natürlich gibt es auch andere Strategien, wie z. B. die Anpassung der Produktionszyklen der Wasserkraft. Die Umwandlung in Wasserstoff bietet jedoch zusätzliche Flexibilität, da dieser

- mit Hilfe von Brennstoffzellen (ungeachtet des Gesamtwirkungsgrads, der idealerweise bei 50 Prozent liegt) in Strom, aber auch
- in Wärme (sowohl direkt als auch mittels WKK),
- in Kraftstoff für die Mobilität (wiederum direkt oder über synthetische Kraftstoffe) und
- in chemische Komponenten für die Industrie (z. B. für Raffinerien)

umgewandelt werden kann [6]. Für die Entscheidung, wie überschüssige Elektrizität genutzt werden soll, ist der Wirkungsgrad der Umwandlung entscheidend. Die Power-to-Heat-Umwandlung mit grossen saisonalen Wärmespeichern ermöglicht Verstärkungsfaktoren von 3 bis 4, was sie zur ersten Wahl für die Deckung von Niedertemperaturwärme, z. B. für die Raumheizung, macht.

Das Schlüsselwort ist «Energieflexibilität», da sie sowohl systemweite als auch finanzielle Vorteile mit sich bringt. Einerseits kann je nach Energieverbrauchscharakteristik und Ressourcen eines Landes die durch PtH<sub>2</sub>-Systeme bereitgestellte Zeitverschiebungskapazität für einen maximalen Ersatz von kohlenstoffemittierenden Nutzungen optimiert werden. In einer stark industrialisierten Region könnte Wasserstoff hauptsächlich für industrielle Prozesse eingesetzt werden, während in einer besonders kalten Zone Brennstoffzellen-basierte WKK-Systeme auf Stadtteilebene bevorzugt werden könnten (z. B. in Südkorea). Andererseits kann die Strategie für die Verwendung des erzeugten Wasserstoffs von den makroökonomischen Preisniveaus zu einem bestimmten Zeitpunkt abhängen, z. B. auf der Grundlage speziell konzipierter Ausschreibungsverfahren.

### *Power-to-Hydrogen als Dienstleistung für das Stromnetz*

PtH<sub>2</sub>-Systeme verwenden Elektrolyseure unterschiedlicher Grösse als zentrale Komponente für die Umwandlung von elektrischer in chemische Energie. Ursprünglich wurden solche Systeme vorgeschlagen, um erneuerbare Kraftstoffe zu erzeugen und das Stromnetz im Hinblick auf die intermittierende Produktion von Solar- und Windkraftanlagen zu stabilisieren (insbesondere in Situationen der Überproduktion). Diese andere Seite von PtH<sub>2</sub> wurde in

akademischen und industriellen Studien lange vernachlässigt, hat in letzter Zeit aber an Aufmerksamkeit gewonnen. In Verbindung mit geeigneten leistungselektronischen Schnittstellen – ähnlich wie Generatoren mit variabler Drehzahl in Pumpspeicherkraftwerken – könnten Elektrolyseure sogar ausserhalb von erneuerbarer Energien Überproduktionszeiten Systemdienstleistungen für das Stromnetz sowohl auf der Transport- (Mittelspannung) als auch auf der Verteilungsebene (Niederspannung) leisten. Durch den Betrieb von Elektrolyseuren in Bereichen, die näher am Optimum liegen, könnte deren Lebensdauer erheblich verlängert und damit deren wirtschaftliche Rentabilität verbessert werden.

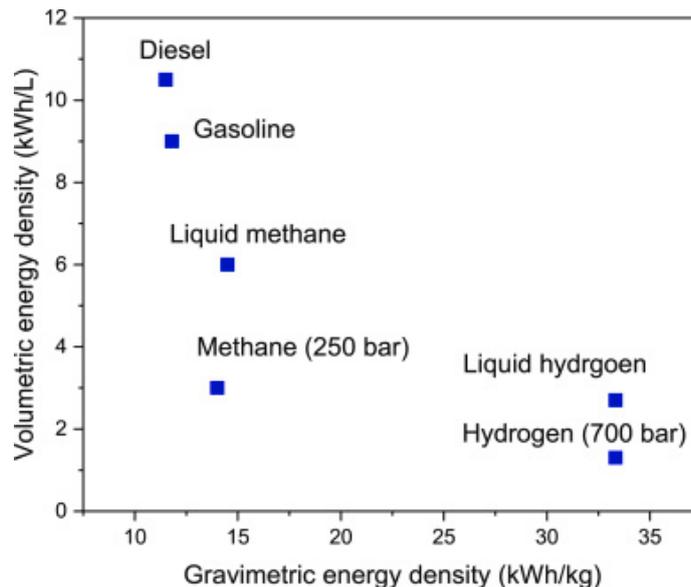
## Transport und Verteilung von Wasserstoff

Derzeit besteht weltweit nur eine begrenzte Infrastruktur für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff, abgesehen von einigen stark industrialisierten Regionen in Europa und Nordamerika. Wasserstoff kann sicher mit Lastwagen und Zügen transportiert werden, während der Transport in verflüssigter Form mit spezielle Schiffen derzeit untersucht wird. Die Verflüssigung ist mit Wasserstoffverlusten von 1 bis 5 Prozent und einem hohen Energiebedarf in der Grössenordnung von 5 bis 20 kWh/kgH<sub>2</sub> verbunden, je nach gewähltem Verfahren [7]. Der erwartete Anstieg sowohl der Wasserstoffproduktion als auch der Nachfrage erfordert jedoch, wie beispielsweise bei der grosstechnischen Einführung von Erdgas, die Entwicklung einer ober- oder unterirdischen Ad-hoc-Infrastruktur mit speziellen Pipelines, Umspannwerken (einschliesslich Expander, Kompressoren sowie Sicherheits- und Messeinrichtungen) und Endverbraucherschnittstellen.

Alternativ können die Transport- und Verteilnetze für Erdgas entweder vollständig in Wasserstoff umgewandelt (Repurposing) oder für den Transport beider Gase in einem Mischungsverhältnis von üblicherweise deutlich unter 20 Prozent H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> verwendet werden. Mit den entsprechenden Anpassungen kann das Gemisch dann in stationären oder an Bord befindlichen Konversionsgeräten (z. B. Heizkesseln und Brennstoffzellen, mit einigen bemerkenswerten Ausnahmen wie CNG-Fahrzeugen und Industriebrennern) verwendet oder sogenannten Deblending-Verfahren unterzogen werden. Letztere ermöglichen eine erneute Trennung der beiden Gase abhängig von der endgültigen Verwendung in einem bestimmten Netzsektor, z. B. am Standort eines Industrieunternehmens. Es wurden zahlreiche Studien über die Mischung in verschiedenen Netzkonfigurationen und -typen sowie für die meisten privaten und industriellen Anwendungen vorgeschlagen. Inzwischen liegen Richtlinien vor, die auch die Umstellung bestehender Erdgasnetze auf 100 Prozent Wasserstoff vorsehen [8]. Eine Anpassung der Messgeräte wird ebenfalls erforderlich sein, ebenso wie die Verwendung geeigneter Sicherheitskomponenten. Erfahrungen aus laufenden Pionierprojekten in verschiedenen Regionen Europas müssen den Weg zur Festlegung internationaler Standards weisen. Die Nutzung der Erdgasinfrastruktur ist ein entscheidendes Element des geplanten «Hydrogen Backbone» der EU.

Wasserstoff kann also in relativ kurzer Zeit in grossen Mengen transportiert und verteilt werden, wenn die nationalen Politiken koordiniert und präzise genug sind, um Investitionen in grossem Massstab zu fördern. So hat die EU die Initiative «Hydrogen Backbone» ins Leben gerufen, die einen Ausbau der kontinentalen Wasserstofftransportinfrastruktur auf mehr als 10'000 km bis 2030 und mehr als 42'000 km bis 2050 vorsieht. Die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff ist jedoch gering (siehe Abbildung unten), so dass ein grosses Volumen für eine beträchtliche Energiemenge transportiert werden muss. Auch der niedrige Siedepunkt (-253°C)

hat Auswirkungen auf die Transportkosten, sei es über Pipelines oder per Schiff wie bei LNG. In Verbindung mit dem künftigen Bedarf an grossvolumiger Speicherung wird derzeit der Transport von Wasserstoff in einer anderen chemischen Verbindung geprüft, wobei Ammoniak, Methanol und LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) am vielversprechendsten sind. Verschiedene Indikatoren wie die Effizienz der Hin- und Rückverwandlung und die Toxizität werden derzeit eingehend untersucht.



Quelle: T. Zhang et al (2023) [7]

Ein weiteres logistisches Problem betrifft die gross angelegte (unterirdische) Speicherung von Wasserstoff, während die Speicherung in kleinem Massstab in zertifizierten Tankwagen sowohl für stationäre als auch für bordeigene Anwendungen bereits jetzt möglich ist.

## Integration von Wasserstoff in das Schweizer Energiesystem

Ende 2023 hat der Bundesrat ein erstes offizielles Dokument herausgegeben, in dem die mögliche Rolle von Wasserstoff im Schweizer Energiesystem dargelegt wird [9]. Eine vollständige Wasserstoff-Roadmap wird für die zweite Hälfte des Jahres 2024 erwartet. Im Folgenden werden einige Aspekte des Berichts 2023 mit Bezug zu den allgemeinen Aussagen der vorangegangenen Kapitel diskutiert.

### Wasserstoff im Mobilitätssektor

Wasserstoff als Energieträger in der Mobilität wurde lange Zeit als *die* Lösung für einen dekarbonisierten Verkehr angesehen. Als Hauptvorteile galten die kurze Betankungszeit und die grosse Reichweite mit einer einzigen Wasserstofftankfüllung.

Die rasante Entwicklung von Lithium-Ionen-Batterien in den letzten Jahren ermöglicht nun jedoch Reichweiten von 500 km und mehr mit einer Batterieladung, selbst bei reinen Batteriefahrzeugen (BEV). Zugleich erlaubt die Schnellladefähigkeit moderner Batteriesysteme, 70 Prozent der Batteriekapazität (10 bis 80 Prozent) in weniger als 15 Minuten aufzuladen.

Wird Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen hergestellt (grüner Wasserstoff aus Solar-, Wind- und geothermischer Energie), so wird pro gefahrenem Kilometer zwei- bis dreimal mehr Primärenergie benötigt als bei einem reinen BEV, und zwar aufgrund der hohen Verluste bei der Herstellung (Elektrolyse), dem Transport (heute meist auf der Strasse) und der Speicherung (Kompression auf 700 bar) sowie des geringen Wirkungsgrads sowohl von Verbrennungsmotoren als auch von Brennstoffzellen gegenüber elektrischen Antriebssystemen. Der Bau von Wasserstofftankstellen ist zudem mit hohen Infrastrukturkosten verbunden, was deren Verbreitung derzeit einschränkt.

Demgegenüber steht ein schnell wachsendes Schnellladernetz für E-Fahrzeuge entlang der europäischen Hauptverkehrsachsen und die Möglichkeit für viele BEV-Besitzer:innen, ihr Fahrzeug einfach zu Hause aufzuladen. Angesichts rapide sinkender Kosten für Batterietechnologien, bei derzeit erhältlichen Batteriezellenpaketen unter 120 CHF/kWh, zeichnet sich zudem ab, dass Brennstoffzellenfahrzeuge keinen Investitionskostenvorteil haben. Berücksichtigt man zudem die höheren Unterhaltskosten (Total Cost of Ownership), wird sich das Brennstoffzellenfahrzeug im Individualverkehr höchstwahrscheinlich nicht durchsetzen können.

Es zeichnet sich auch ab, dass der Güter- und Schwerlastverkehr sowie die meisten Kommunal- und Sonderfahrzeuge zunehmend elektrifiziert sein werden. So sind heutige E-Lkw mit Batteriegrößen von bis zu 900 kWh und Reichweiten von mehr als 500 km im direkten Kostenvergleich mit Dieselfahrzeugen konkurrenzfähig. Dies ist aber nur der Fall, weil derzeit auch Steuervorteile gewährt werden (z. B. Verzicht auf die LSV in der Schweiz). Aufgrund der Kostenentwicklung – tiefere Batteriepreise, höhere Preise für EURO7-Fahrzeuge ab 2025) – werden solche Steuervorteile aber langfristig nicht mehr nötig sein.

Somit scheinen der Langstrecken-Schwerverkehr mit Distanzen über 1000 km und der Schienenverkehr die vielversprechendsten Anwendungsbereiche für Wasserstoff in der Landmobilität zu sein. Insbesondere in Ländern mit geringem Elektrifizierungsgrad des Schienennetzes (z. B. Deutschland, Skandinavien, Frankreich, Inselregionen) mit einzelnen Tankstellen dürfte Wasserstoff aufgrund seiner hohen Energiedichte einen deutlichen Vorteil gegenüber reinen Batterielösungen aufweisen.

Für Wasserstoff im Luftfahrtsektor scheint die Herstellung von nachhaltigem Flugkraftstoff (SAF) der einfachste und schnellste Weg zu sein, um die Auswirkungen des Luftverkehrs auf den Klimawandel zu reduzieren, da Wasserstoff ein Input für alle SAF-Pfade ist. Die Herausforderungen und Grenzen dieses Dekarbonisierungsweges werden derzeit quantifiziert. Zur Veranschaulichung: Würden alle Flugzeuge mit SAF betrieben, müssten bis 2050 (zusätzlich) 100 Mio. Tonnen Wasserstoff produziert werden, was der gesamten Wasserstoffproduktion im Jahr 2020 entspricht [10]. Als unmittelbare Folge könnte die Herstellung alternativer Flugkraftstoffe den Strombedarf der Luftfahrtindustrie bis 2050 um bis zu 10'000 TWh erhöhen, d. h. in etwa ein Drittel der gesamten weltweit im Jahr 2023 erzeugten Elektrizität [11].

Eine weitere Möglichkeit zur Herstellung von SAF besteht in der Verwendung von Biomasse: Würden 100 Prozent des Kerosinbedarfs nur mit Biokerosin auf Pflanzenölbasis gedeckt, würden 26 bis 28 Prozent der Ackerflächen in den USA und 64 bis 71 Prozent der Ackerflächen in der EU-27 für dessen Produktion benötigt [12]. Damit würde die benötigte Ackerfläche sowohl in der EU-27 als auch in den USA den maximalen Anteil an Ackerfläche überschreiten,

der für den nachhaltigen Anbau von Ölpflanzen in einem vierjährigen Fruchtfolgezyklus genutzt werden kann (ca. 25 Prozent der gesamten Ackerfläche). Daher muss bei der Massenproduktion von SAF das Dilemma zwischen Lebensmitteln und Kraftstoffen im Hinblick auf die Gesamtpolitik berücksichtigt werden.

Dennoch werden Wasserstoff und SAF ohne Zweifel eine Rolle bei der Dekarbonisierung des Luftfahrtsektors spielen. Es bestehen jedoch noch erhebliche Herausforderungen, und die vollständige Umstellung auf eine SAF-basierte Luftfahrt scheint unwahrscheinlich. Batterien und Brennstoffzellen könnten auf Kurz- und Mittelstreckenflügen die Effizienz des Flugzeugsystems verbessern; SAF hingegen sollte nur auf Langstrecken eingesetzt werden, die mittelfristig (~30 Jahre) nur schwer zu elektrifizieren sind.

Die obigen Zahlen machen deutlich, dass die Schweiz nur einen geringen Beitrag zur zukünftigen Produktion von SAF leisten kann und diese voraussichtlich importieren muss.

### *Industrie – Prozesse und Energiebedarf*

Schweizer Industrieunternehmen verbrauchen derzeit jährlich rund 21'000 Tonnen Wasserstoff als Grundstoff für die Herstellung verschiedener chemischer Stoffe (z. B. Ammoniak und Acetylen) und für Raffinationstätigkeiten. Für die Erzeugung von thermischer oder mechanischer Energie wird kein Wasserstoff verwendet. Der überwiegende Teil des verbrauchten Wasserstoffs wird durch Methan-Dampfreformierung erzeugt und hat somit einen erheblichen ökologischen Fussabdruck in Form von Ressourcenerschöpfung und Treibhausgasemissionen.

Die erste mögliche Verwendung von Wasserstoff, der durch kohlenstoffarme Stromerzeugung erzeugt wird, könnte daher der direkte Ersatz von grauem Wasserstoff in chemischen Prozessen sein. Dies hat den doppelten Vorteil, dass die Klimaauswirkungen der entsprechenden Industriesektoren durch den direkten Ersatz von kohlenstoffhaltigem Wasserstoff gesenkt werden und ein möglicher Überschuss an grünem Strom, der in eine wertvolle chemische Verbindung umgewandelt wird, verwertet werden kann; eine Abregelung oder unwirtschaftliche Netzeinspeisung wird somit vermieden.

Für eine direkte energetische Nutzung ist kohlenstoffarmer Wasserstoff aufgrund seines hohen Energiegehalts bei der Verbrennung eine echte Alternative zu Erdgas oder aus Erdöl gewonnenen Brennstoffen in Hochtemperaturprozessen, wenn auch mit Anpassungen an Brennern und anderen Komponenten. Für die Stahlerzeugung können die geforderten Temperaturniveaus nicht erreicht werden, wenn auf direkte ohmsche oder elektromagnetische Induktionserwärmung zurückgegriffen wird. Dafür müssen die vor Ort installierten Anlagen modifiziert werden, einschliesslich der Brennstoffversorgungssysteme und Verdichterstationen, was zu zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten führt.

Die Substitution fossiler Brennstoffe durch Wasserstoff für die industrielle Hochtemperaturnutzung ist gerade wegen des Mangels an Alternativen mittels Elektrizität oder anderer erneuerbarer Quellen (z. B. direkte Solarthermie) ein entscheidender Faktor.

### *Gebäudesektor – Rolle von Wasserstoff und künftiger Bedarf*

Grüner Wasserstoff in Gebäuden ermöglicht potenziell eine emissionsfreie Raumheizung und Elektrizitätsversorgung. Sein Potenzial zur verlustfreien Speicherung ermöglicht ausserdem die

Nutzung von Solarüberschüssen im Sommer und die saisonale Lastverschiebung in den Winter.

Entsprechende Technologien, d. h. Elektrolyseure, Brennstoffzellen und Metallhydrid- oder Druckgasspeicher, sind entweder bereits kommerziell verfügbar oder befinden sich in der Entwicklung. Deren Anwendung in Gebäuden ist jedoch aufgrund der hohen Ausrüstungs-/Systemkosten begrenzt, insbesondere im Vergleich zu grossen zentralisierten Power-to-Gas-Systemen.

Verfügbare Studien weisen darauf hin, dass wasserstoffbasierte Systeme bei den verfügbaren Wasserstoff- und Ausrüstungspreisen keine Alternative zu elektrisch betriebenen Wärmepumpen-Heizsystemen und zur direkten Stromversorgung darstellen. Grüner Wasserstoff wird höchstwahrscheinlich nur in Gebäuden eine Rolle spielen, in denen Wärmepumpen keine technisch machbare Lösung darstellen, oder in Regionen mit hoher Wasserstoffbedarfsdichte (in Kombination mit dem Industrie- und Verkehrssektor), wo niedrigere Wasserstoffpreise realisiert werden können [13].

Projektionen für den künftigen Wasserstoffbedarf im Gebäudesektor werden in der Global Hydrogen Review, 2022 [2] der IEA vorgestellt. Unter dem progressiven IEA Announced Pledges Scenario (APS) könnte die Wasserstoffnachfrage im Gebäudesektor bis 2030 auf etwa 2 Mio. t H<sub>2</sub> ansteigen, was weniger als 0,2 Prozent der gesamten Energienachfrage des Sektors ausmacht. Damit scheint die Rolle von Wasserstoff bei der Dekarbonisierung des Gebäudesektors marginal zu sein.

### *Versorgungsunternehmen - Produktion und Verteilung*

Die meisten lokalen Energieversorgungsunternehmen in der Schweiz befassen sich mit mehreren Energievektoren, Strom, Erdgas und Fernwärme. Daher sollten sie für die Integration von Wasserstoff in ein regionales oder städtisches System bestens geeignet sein – sowohl bezüglich ihrer Kompetenzen als auch Infrastruktur.

Versorgungsunternehmen können in erster Linie zu Wasserstoffproduzenten werden, indem sie z. B. grosse PV-Kapazitäten installieren oder ein bereits bestehendes Wasserkraftwerk nutzen, das durch einen oder mehrere Elektrolyseure ergänzt wird. Die Produktion von geothermischem und blauem Wasserstoff ist für Schweizer Energieversorger technisch nicht möglich, ebenso wie – aus offensichtlichen politischen Gründen – die Produktion von nuklearem Wasserstoff. Der Einsatz von Elektrolyseuren in der Grössenordnung von 0,5 bis 2 MW liegt durchaus im Rahmen der finanziellen (und technischen) Möglichkeiten vieler regionaler Energieversorger, die bereits einige Pionieranlagen in Betrieb haben. Der erste Vorteil bestünde im Erfahrungsgewinn im Umgang mit Wasserstoff-Technologien – Elektrolyseure sind in der Welt der Schweizer Energieversorger heute nicht vorhanden – und mit einem neuen gasförmigen Vektor. Der zweite positive Punkt betrifft die Diversifizierung der Einnahmen des Unternehmens, auch wenn die finanzielle Rentabilität des kohlenstoffarmen Wasserstoffmarktes in der gegenwärtigen Energiesituation noch unbekannt ist.

Der lokal produzierte kohlenstoffarme Wasserstoff kann entweder in das Erdgasnetz eingespeist werden, gegebenenfalls mit einem definierten Beimischungsgrad. Die kürzlich überarbeitete SVGW-Richtlinie K18 gibt dazu klare Hinweise. Dieser Ersatz wirkt sich direkt (und positiv) auf den CO<sub>2</sub>-Fussabdruck des verteilten Methans aus und stellt neben der Einspeisung von Biomethan (oder synthetischem Gas) einen der beiden Wege zu einer

wesentlichen Dekarbonisierung des Gasnetzes dar. Eine weitere Möglichkeit bestünde darin, den erzeugten Wasserstoff entweder in einem ICE- oder einem Brennstoffzellensystem in Wärme-Kraft-Kopplung für die Fernwärmeversorgung zu nutzen, wobei die Wärme-Kraft-Kopplung mit thermischer Energiespeicherung einen effizienteren und geeigneteren Weg zur Deckung des Niedertemperatur-Fernwärmebedarfs darstellt. Der erzeugte Strom könnte für den Antrieb von Wärmepumpen, insbesondere im Winter, oder für die Versorgung mit direktem (grünem) Strom aus dem Netz genutzt werden. Die Einspeisung von H<sub>2</sub> in bestehende Gasbrenner als Brennstoff (mit Modifikation der Brenner) wäre ebenfalls denkbar, sollte aber wegen der geringen Exergieeffizienz vermieden werden.

Was die Speicherlösungen betrifft, so sind Hochdrucktanks sowohl für industrielle als auch für gewerbliche Kunden weithin verfügbar. Wasserstoff könnte auch direkt in eine benachbarte Lkw-Tankstelle mit entsprechender kurzfristiger Pufferkapazität eingespeist werden. Je nach örtlichen Gegebenheiten können ein oder zwei der oben beschriebenen Konzepte umgesetzt werden. Was die geologische Speicherung anbelangt, so verfügt die Schweiz möglicherweise nicht über geeignete Standorte (z. B. grosse Salzkavernen oder erschöpfte Erdgasfelder), könnte aber mit Nachbarländern zusammenarbeiten, die über mehr Erfahrung in diesem Bereich verfügen (z. B. Österreich). Dennoch könnten grosse unterirdische Speicher technisch machbar sein und werden derzeit in den Schweizer Alpen in Form von mit Stahl ausgekleideten Stauseen erforscht.

## Schlussfolgerungen

Wasserstoff wird voraussichtlich einen Beitrag zum Energiemix der Schweiz leisten, ist aber wohl nicht die kostengünstigste oder einfachste Lösung. Er sollte dort eingesetzt werden, wo er mit den wirtschaftlichen und strategischen Interessen übereinstimmt, insbesondere um eine starke Abhängigkeit von zukünftigen Energieimporten zu vermeiden. Der Ausbau der Wasserkraft, der Solarenergie, der Biomasse und insbesondere der Windenergie zur Deckung des Winterbedarfs sowie Energieeffizienzmassnahmen und eine umfassende Gebäudeisolierung sind von entscheidender Bedeutung. Dabei kann auch die nicht-energetische Nutzung von grünem Wasserstoff, z. B. in der chemischen Industrie, zur Dekarbonisierung beitragen. Diese Schritte sind der Schlüssel, um die derzeit geringe Energieunabhängigkeit der Schweiz (weniger als 20 Prozent) deutlich zu verbessern und die Klimaziele zu erreichen.

## Literaturverzeichnis

- [1] vgl. z. B. <https://erig.eu/erig-theses-for-the-european-energy-future/> und darin enthaltene Verweise
- [2] <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- [3] Die EU-Kommission hat die beiden Delegierten Rechtsakte, die detaillierte Regeln für die EU-Definition von erneuerbarem Wasserstoff enthalten, am 20. Juni 2023 formell angenommen und veröffentlicht, [https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20_en)
- [4] vgl. z. B. S. Zoller et al, Joule, Volume 6, Issue 7, 20 July 2022, S. 1606-1616
- [5] vgl. z. B. C. Breyer et al, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 49, Part D, 2 January 2024, S. 351-359

- [6] vgl. z. B. T. Galimova et al, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 183, September 2023, 113420
- [7] T. Zhang et al, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 176, April 2023, 113204
- [8] vgl. z. B. NREL Report «Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology » (October 2022) und das Marcogaz Positionspapier «Readiness of Gas Infrastructure Operators to Safely Cope With Renewable Gases Including Hydrogen» (January 2022). Für die spezifische Situation der Schweiz und die Wiederverwendung von Erdgasnetzen vgl. z. B. [https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20230425\\_ag5\\_auf-dem-weg-zu-h2-tauglichen-gasnetzen/](https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20230425_ag5_auf-dem-weg-zu-h2-tauglichen-gasnetzen/) und darin enthaltene Verweise
- [9] Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz – Bericht des Bundesrates; 15. November 2023
- [10] Energy and New Fuels Infrastructure, Net Zero Roadmap, IATA
- [11] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), “E-Kerosene for Commercial Aviation, From Green Hydrogen and CO2 from Direct Air Capture – Volumes, Cost, Area Demand and Renewable Energy Competition in the United States and Europe from 2030 to 2050”, 2022
- [11] Energy and New Fuels Infrastructure, Net Zero Roadmap, IATA, 2021
- [12] Deutsche Energie-Agentur (Publisher), “E-Kerosene for Commercial Aviation, From Green Hydrogen and CO2 from Direct Air Capture – Volumes, Cost, Area Demand and Renewable Energy Competition in the United States and Europe from 2030 to 2050”, 2022
- [13] K. Knosala et al, Energy and Buildings, Volume 276, 2022, 112480



**Prof. Dr. Luca Baldini**  
*Sprecher des Wissenschaftlichen  
Beirats der aeesuisse*  
Co-Leiter des Centre for Building  
Technologies and Processes  
ZBP an der ZHAW Zürcher  
Hochschule für Angewandte  
Wissenschaften



**Prof. Dr. Christophe Ballif**  
Direktor PV-Lab@EPFL und  
Sustainable Energy  
Center@CSEM



**Prof. Dr.  
Massimiliano Capezali**  
Vorsitzender des  
Kompetenzzentrums für Energie  
der Hochschule für Wirtschaft  
und Ingenieurwissenschaften des  
Kantons Waadt (HEIG-VD)



**Prof. Dr. Andreas Häberle**  
Institutsleiter des SPF Institut für  
Solartechnik, Leiter der Abteilung  
EEU Erneuerbare Energien und  
Umwelttechnik der OST –  
Ostschweizer Fachhochschule



**Prof. Dr. Martin Patel**  
Professor am Lehrstuhl für  
Energieeffizienz an der  
Universität Genf



**Prof. Dr. Greta Patzke**  
Professorin am Departement für  
Chemie der Universität Zürich



**Dr. François Vuille**  
Directeur de l'énergie du Canton  
de Vaud und ehemaliger  
Executive Director des Energy  
Center der EPFL

---

## Der Wissenschaftliche Beirat der aeesuisse

Der Wissenschaftliche Beirat wirkt als Think Tank und Reflexionsgruppe für die politische und inhaltliche Arbeit der aeesuisse in sämtlichen Bereichen der Energie- und Klimapolitik. Im Beirat sind namhafte Akademikerinnen und Akademiker engagiert. Sie verfügen über internationale Reputation sowie ein nationales und internationales Netzwerk.

Der Wissenschaftliche Beirat hat drei Kernaufgaben:

- **Expertise:** Der Wissenschaftliche Beirat reflektiert aktuelle Entwicklungen und generiert Input bei der Erarbeitung und Klärung von Positionen und Inhalten.
- **Kommunikation:** Er beteiligt sich aktiv an der öffentlichen und politischen Meinungsbildung in Form von Fachartikeln, Auftritten an Veranstaltungen und Kontakten zu Politikern und Behörden.
- **Netzwerk:** Er pflegt und baut sein Netzwerk aus und unterstützt damit die positive Positionierung der aeesuisse in Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft.