

World Energy Council Austria

Young Energy Professionals (YEP)

Endbericht

Arbeitsgruppe: Wasserstoff

Titel: Hoffnungsträger Wasserstoff

ÜBER YOUNG ENERGY PROFESSIONALS

Die Young Energy Professionals (YEP) bilden das interdisziplinäre Netzwerk junger Berufstätiger im WEC Austria. Gegründet "von jungen Menschen für junge Menschen" auf dem Weltenergiekongress 2007 in Rom, sind die Ziele der Young Energy Professionals

- faktenbasiert Wissen zu energiewirtschaftlichen Themen zu vermitteln,
- ein fachlich übergreifendes Netzwerk aufzubauen,
- junge Entscheidungsträger und Meinungsbildner sowie den energiewirtschaftlichen Nachwuchs anzusprechen,
- Erfahrungs- und Wissensaustausch innerhalb des WEC-Netzwerks zu ermöglichen sowie
- die internationalen Aktivitäten der Future Energy Leaders Community von WEC zu unterstützen.

WEC Austria beschloss im Jahr 2015 eine nationale YEP-Gruppe zu etablieren. Zum einen unterstützen die YEP von WEC Austria die Arbeiten der internationalen Nachwuchsorganisation des World Energy Council. Zum anderen werden auf nationaler Ebene Lösungsvorschläge zu verschiedenen energiewirtschaftlichen Fragestellungen erarbeitet. Hierbei deckt ein interdisziplinärer Pool an jungen Berufstätigen der Energiewirtschaft vielfältige Themenbereiche ab. Ein Board unterstützt und begleitet die YEP.

Auf internationaler Ebene treffen sich die YEP zwei Mal im Jahr auf Einladung eines Mitglieds. Auf internationaler und nationaler Ebene finden zudem Telefonkonferenzen und Netzwerktreffen statt.

Ein YEP-Zyklus dauert etwa drei Jahre. Danach werden die YEP-Programmteilnehmer in die YEP-Alumni-Community aufgenommen.

Das Programm-Board besteht aus:

- Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr. Udo Bachhiesl (TU Graz)
- Mag. Elfriede Baumann
- Dr. Ulrike Baumgartner-Gabitzer
- Dipl.-Ing. Dieter Drexel (IV)
- Univ.-Prof. Dr. Thomas Gehrig (Universität Wien)
- Ass.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Günter Getzinger (TU Graz)
- Dr. Irene Giner-Reichl (Botschafterin i.R.)
- Dipl.-Ing. Dr. Wolfgang Hribernik (AIT)

- Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Thomas Kienberger (MUL)
- Dr. Robert Kobau (World Energy Council Austria)
- BM Univ.-Prof. Dr. Martin Kocher (BMAFJ)
- Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Hans Peter Nachtnebel (BOKU)
- Univ.-Prof. iR Dr. Dr.h.c. Nebojsa Nakicenovic (IIASA)
- Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Stefan Schleicher (Universität Graz, WIFO)
- Dr. Barbara Schmidt (Oesterreichs Energie)
- SC Dr. Jürgen Schneider (BMK)
- Mag. Dr. Stephan Sharma (Energie Burgenland)
- Dr. Robert Tichler (Energieinstitut Linz)
- Dipl.-Ing. Peter Traupmann (illwerke vkw)
- Prof. Dr. Stephan Unger (St. Anselm College)
- Dipl.-Ing. Theresia Vogel (Klima- und Energiefonds)
- Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerald Zenz (TU Graz)

ARBEITSGRUPPE

Wasserstoff

TITEL DER ARBEIT

Hoffnungsträger Wasserstoff

AUTOR*INNEN

**Renate Kepplinger
Mauricio Belaunde
Alexander Knöttner
Maximilian Labmayr
Iris Murer
Andreas Schaidreiter**

Über die Autor*innen



Renate Kepplinger hat auf der Universität für Bodenkultur den Master „Nachwachsende Rohstoffe für die stoffliche und energetische Nutzung“ abgeschlossen. Vier Jahre lang (2018-2022) vertrat sie in ihrer Rolle als Referentin für Energie und Forschung in der Interessensvertretung der österreichischen Papier- und Zellstoffindustrie die Interessen einer von Österreichs wichtigsten, energieintensiven Branchen. Seit 2022 ist sie in der Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik der Wirtschaftskammer Österreich beschäftigt, wo sie sich für die Belangen der gesamten österreichischen Wirtschaft einsetzt. Zu den inhaltlichen Schwerpunkten, welche in ihre Zuständigkeit fallen, gehören u.a. die Energiemarktdesign, Europäische Energiepolitik, aber auch das Thema Wasserstoff.



Mauricio Belaunde ist als Attaché für Energie, Klima, und Umwelt an der Ständigen Vertretung Österreichs bei der EU tätig. Zuvor arbeitete er als Referent für Wasserstoff im Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie sowie im Wasserstoffteam des Think Tanks Agora Energiewende in Brüssel. Mauricio Belaunde hat einen Master of Public Administration in Science, Engineering and Public Policy vom University College London und einen Master of Science in Bauingenieurwesen von der Technischen Universität Wien.



Alexander Knöttner hat an der technischen Universität Wien „Technische Physik“ und an der Montanuniversität Leoben „Industrielle Energietechnik“ studiert. Seit Beendigung seines Studiums im Jahr 2015 ist er für die EVN AG tätig. Bis 2021 hat er in der Kurzfristoptimierung und als Intraday-Trader viele Bereiche innerhalb der Energiemärkte und der Organisation von Strom- und Gaswirtschaft aktiv kennengelernt und unter anderem an Strategieentwicklungen für diesen Bereich gearbeitet. Seit 3 Jahren ist er im Bereich „Energy Planning“ als Business Analyst tätig und beschäftigt sich dabei mit den verschiedensten Themenbereichen der Energiewirtschaft – zu seinen Zuständigkeiten gehören neben Projektabwicklungen vor allem Flexibilitätsmärkte und deren Entwicklungen, Wirtschaftlichkeitsanalysen und auch der Bereich Wasserstoff



Max Labmayr ist als Senior Consultant im Energie- und Industriesektor bei der Unternehmensberatung d-fine tätig. In europaweiten Projekten beschäftigt er sich allen voran mit Fragen der Dekarbonisierung, Sektorenintegration und Digitalisierung. Neben den kundenspezifischen Fragestellungen interessiert er sich vor allem für die systemweite Betrachtung der Energiewende und damit verbundenen quantitativen Methoden. Max Labmayr hat an der TU Wien Physikalische Energie- und Messtechnik studiert und nahm am Advanced Energy Solutions Programm der Aalto Universität Finnland teil.



Iris Murer ist Juristin für Verwaltungsrecht bei der Energie Steiermark AG. Ihre Tätigkeitsschwerpunkte liegen im öffentlichen Wirtschafts- und Umweltrecht. Iris Murer ist insbesondere für die rechtliche Begleitung der Genehmigungsverfahren für Windparks, Wasserkraftwerke und Photovoltaikanlagen verantwortlich. Vor ihrer Tätigkeit bei der Energie Steiermark AG war Iris Murer Rechtsanwaltsanwärtlerin in einer international tätigen Wirtschaftsrechtskanzlei sowie Universitätsassistentin an der Paris-Lodron-Universität Salzburg und der Karl-Franzens-Universität Graz. Ihre Dissertation im Verfassungs- und Verwaltungsrecht wurde mit mehreren Preisen ausgezeichnet



Andreas Schadreiter ist Projektleiter bei der ASFINAG Baumanagement GmbH in der Abteilung Elektrotechnische und Maschinelle Ausrüstung. Aufgrund des Engagements der ASFINAG zum Thema Nachhaltigkeit und hier im Speziellen im Bereich der Produktion von grünem Strom, beschäftigt er sich seit einigen Jahren vermehrt mit der Umsetzung von Energieerzeugungsanlagen. In den Projekten ist er verantwortlich für die Flächenidentifikation innerhalb der ASFINAG, Abwicklung der Planungsleistung samt Behördenverfahren sowie bauliche Umsetzung der Anlagen.

Danksagung

Die YEP Gruppe Wasserstoff des 3. YEP-Zyklus bedankt sich beim WEC Austria für die Möglichkeit an diesem Programm teilnehmen zu können und die Organisation des Programmes sowie der einzelnen Events.

Besonderer Dank gilt darüber hinaus den beiden KoordinatorInnen während unserer Teilnahme am YEP-Programm Milica Vujačić, Rupert Wimmer und Milijana Keseric für die Unterstützung unserer Arbeit.

Für die Betreuung unserer Arbeitsgruppe als Mentoren möchten wir uns sehr herzlich bei Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Thomas Kienberger und Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Stefan Schleicher für die sehr angenehme Zusammenarbeit und Ihre Unterstützung beim Verfassen dieser Arbeit bedanken.

Hoffnungsträger Wasserstoff

Abstract	9
Einleitung.....	10
Physikalische Grundlagen	11
Teile einer Wasserstoffwirtschaft.....	13
Teil 1 - Wasserstoffproduktionsmethoden.....	13
Teil 1a – Wasserstoff Farbenlehre	16
Teil 2 – Wasserstoffspeicherung.....	19
Exkurs: Aktuelles Forschungsprojekt zur Wasserstoffspeicherung.....	20
Teil 3 – Wasserstofftransport	22
Exkurs: Wie kann ein internationaler Wasserstofftransport aussehen – Szenarienvergleich	23
Exkurs: European Hydrogen Backbone – Was benötigt internationaler Wasserstofftransport?	25
Teil 4 – Wasserstoffeinsatz	26
Rechtliche Rahmenbedingungen zum Thema Wasserstoff.....	33
Europäischer Wasserstoff-Rechtsrahmen	34
A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.....	34
REPowerEU.....	34
Erneuerbare Energie Richtlinie	35
Überarbeiteter Rechtsrahmen des europäischen Gasmarkts	37
Wasserstoff im Transportsektor: ReFuelEU Aviation und die Verordnung über Infrastruktur für alternative Kraftstoffe („AFIR“).....	38
Wasserstoff in der EU-Taxonomie	38
Exkurs: US Inflation Reduction Act	39
Produktionsstandards und Definitionen für Wasserstoff	40
Exkurs: Europäische Wasserstoffbank und Wasserstoff-Förderungsgesetz.....	43
Nationaler Wasserstoff-Rechtsrahmen.....	46
„Eine Wasserstoffstrategie für Österreich“	46
Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzspaket – EAG-Paket.....	47
UVP-Pflicht von Power-to-Gas-Anlagen	48
Schlussfolgerungen und Ausblick.....	52
Impressum	56

Abstract

Um die unter anderem während der letzten UN-Klimakonferenzen gesetzten Ziele zur Begrenzung des Klimawandels erreichen zu können, müssen die Treibhausgasemissionen sehr rasch reduziert werden. Viele Endenergieanwendungen, die aktuell noch auf fossilen Energieträgern basieren, müssen dazu umgestellt werden, wobei nicht alle Anwendungen rein mit erneuerbarem Strom funktionieren können und daher auch andere Energieträger zum Einsatz benötigt werden. Eine große Rolle wird dabei erneuerbarem Wasserstoff zugerechnet, weshalb wir in dieser Arbeit die Entwicklungen, Rahmenbedingungen, Herausforderungen und möglichen Zukunftsszenarien dieses Energieträgers beleuchten. Die YEP Gruppe Wasserstoff hat interdisziplinär das Thema auszugsweise be- und erarbeitet. Die Beiträge des Berichts entsprechen somit den Erkenntnissen der Autor*innen und widerspiegeln ihre persönlichen Erkenntnisse und Meinungen.

Im ersten Abschnitt haben wir uns mit den physikalischen Eigenschaften und den technischen Rahmenbedingungen bei der Produktion von Wasserstoff beschäftigt und die Einordnung der Wasserstoff-Farbskala beschrieben. Dies soll als Einstieg und Grundlage in den weiteren Einstieg in das Thema dienen.

Die Herausforderungen und Möglichkeiten zur Speicherung von Wasserstoff für verschiedene Anwendungen, sowie die Transportmethoden für den Transport von wenigen Kilometern bis zu tausenden Kilometern haben wir im nächsten Kapitel beleuchtet und dabei mögliche Zukunftsszenarien zur Sicherung der erforderlichen Mengen von Wasserstoff beschrieben. Daraus lassen sich unter den getroffenen Annahmen zukünftige Gesteungskosten für erneuerbaren Wasserstoff in Österreich ableiten. Ebenso haben wir die Nachfragesituation für diesen Energieträger dargestellt und dabei verschiedene Prognosen diesbezüglich zusammengetragen.

Im zweiten Abschnitt haben wir die komplexe und vielschichtige rechtliche und politische Situation rund um den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff beschrieben und eingeordnet. Dabei spielen viele Ebenen (national, europäisch, international) eine Rolle, die eine große Anzahl an zum Teil gegensätzlichen Interessen berücksichtigen müssen, um einen koordinierten Ausbau zu ermöglichen. Insbesondere durch die Ereignisse in der Ukraine im Jahr 2022 mit den daraus resultierenden Folgen für die Energieversorgung hat in Europa ein Umdenken und eine Beschleunigung von vielen Prozessen stattgefunden. Zusätzlich zu dieser Situation herrscht weltweit ein Wettbewerb um die Führungsrolle in der Wasserstoffindustrie. Diese Rahmenbedingungen machen einen Ausblick sehr kompliziert und jede Prognose sehr ungewiss – dennoch haben wir im letzten Teil einen solchen Ausblick gewagt und insbesondere noch offene Entwicklungen aufgezeigt.

Einleitung

Das Konzept der Wasserstoffwirtschaft hat in den letzten Jahren stark an Aufmerksamkeit gewonnen, da global nach Möglichkeiten gesucht wird, die Kohlenstoffemissionen der Volkswirtschaften zu verringern und den Übergang zu einer nachhaltigeren Wirtschaftsweise zu schaffen. Wasserstoff ist dabei eine attraktive Alternative zu herkömmlichen fossilen Brennstoffen, da er reichlich vorhanden und vielseitig einsetzbar ist und bei seiner Verwendung als Brennstoff ausschließlich Wasserdampf freisetzt. Für Österreich, ein Land, das sich seit Jahrzehnten zu aktivem Klimaschutz und ökologischer Nachhaltigkeit bekennt, ist das Potenzial von Wasserstoff für eine gelungene Energiewende von zentraler Bedeutung.

Die Entwicklungen der österreichischen Wasserstoffindustrie sind dabei eng mit den Trends auf europäischer Ebene verknüpft. Sektoral sind die Chancen und Herausforderungen über die wesentlichen zukünftigen Nachfragesektoren, allen voran die Energiewirtschaft, Mobilität und Industrie, zu bewerten.

In dieser Arbeit wird der aktuelle technologische Stand von Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien beleuchtet und die zum Transport und zur Speicherung notwendige Infrastruktur diskutiert. Die zum Funktionieren eines Markthochlaufes für Wasserstoff notwendige Regulatorik wird auf nationaler und europäischer Ebene beleuchtet.

Physikalische Grundlagen

Wasserstoff

Wasserstoff ist nicht nur das erste Element unseres Periodensystems (Ordnungszahl 1), es ist auch mit Abstand das häufigste chemische Element des Universums. Außer in den höchsten Atmosphärenschichten kommt Wasserstoff auf der Welt allerdings nicht in elementarer Form vor. Der große Vorteil von Wasserstoff als Energieträger liegt in seiner hohen gewichtsbezogenen Energiedichte aber auch darin, dass er umweltfreundlich mittels erneuerbarer Energie erzeugt werden kann. Aufgrund der vielen verschiedenen Erzeugungsmöglichkeiten – von der Umwandlung von Biomasse bis zur Spaltung von Wasser mittels Sonnenlichts – und der zahlreichen Anwendungsmöglichkeiten kann Wasserstoff ähnlich vielfältig genutzt werden wie elektrischer Strom. Außerdem emittiert er beispielsweise bei der Nutzung in einem mit einer Brennstoffzelle betriebenen Auto weder Stickoxide oder Kohlenwasserstoffe noch Feinstaub und könnte so einen wesentlichen Beitrag zur Luftverbesserung in Städten leisten. [1]

Erdgas

Im Vergleich zu Wasserstoff ist Erdgas ein Gasgemisch, welches zwar zum größten Teil immer Methan enthält, allerdings auch andere Kohlenwasserstoffverbindungen (wie z.B. etwa Ethan oder Butan), Schwefelverbindungen oder Kohlenstoffdioxid. Je nach Erdgasqualität ist der Volumsprozentanteil von Methan im Erdgas niedriger (Low - L) oder höher (High - H). Aufgrund der Anteile ungewünschter Komponenten im Erdgas muss dieses nach der Gewinnung einer Aufbereitung zugeführt werden, bevor es z.B. in der Industrie zum Einsatz kommt [2]

Unterschiede zwischen Wasserstoff und Erdgas

Hinsichtlich der chemischen und physikalischen Eigenschaften ergeben sich klarerweise Unterschiede zwischen Wasserstoff und Erdgas und sind in Tabelle 1 angeführt:

Eigenschaft	Wasserstoff	Erdgas
Siedepunkt [K]	20,39	112,15
Dichte [kg/Nm ³]	0,0899	0,7-0,84
Volumetrische Energiedichte [kWh/m ³]	2,8	9,3

Tabelle 1 - Eigenschaftsgegenüberstellung Wasserstoff/Erdgas [2], [3]

Allerdings gibt es auch Ähnlichkeiten bei den beiden Stoffen, wie bei etwa ihrer Farblosigkeit. Aus energetischer Betrachtung sind jedoch vor allem die Unterschiede ihrer gravimetrischen und volumetrischen Energiedichten von großer Bedeutung. Abbildung 1 zeigt diese Eigenschaften für Wasserstoff und Erdgas:

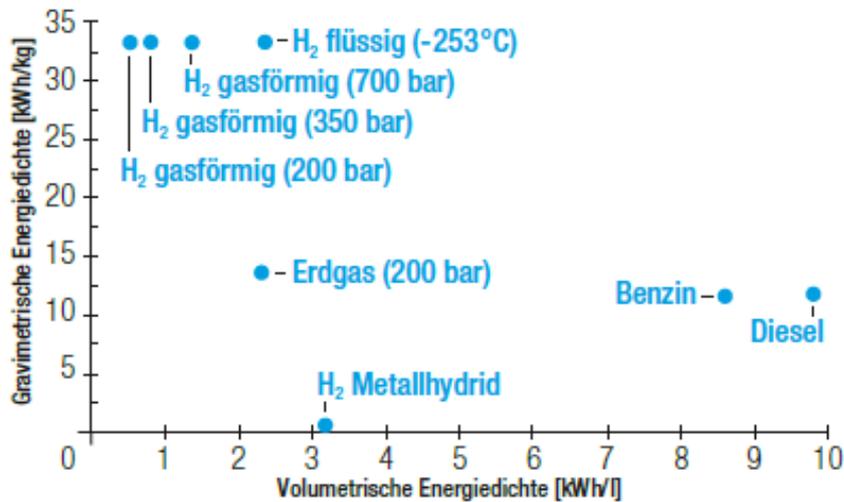


Abbildung 1 - Vergleich gravimetrische und volumetrischer Energiedichten von Energieträgern [4]

Schlussfolgerungen Physikalische Grundlagen:

Es zeigt sich deutlich, dass Wasserstoff im Vergleich zu Benzin, Diesel oder Methan eine hohe gravimetrische Energiedichte aufweist. Bezogen auf sein Volumen rangiert er allerdings weit hinter den traditionellen Treibstoffen Benzin und Diesel. Dies ist vor allem hinsichtlich der benötigten Speicherkapazitäten von sehr großer Bedeutung. Die höchste gravimetrische Energiedichte erreicht Wasserstoff in gasförmiger oder flüssiger Form, die höchste volumetrisch in Form von Metallhydrid im Feststoffspeicher. Der Energieinhalt von 1 Nm³ Wasserstoff entspricht daher rund 0,34 l Benzin bzw. 0,3 Nm³ Erdgas während 1 kg Wasserstoff etwa 2,75 kg Benzin entspricht [4]. Die geringere volumetrische Energiedichte von Wasserstoff hat insbesondere Konsequenzen auf den Retrofit der Methan-Transport- und Speicherinfrastruktur für die zukünftige Nutzung durch Wasserstoff, da für den gleichen Energiemenge größere Gasvolumina zu transportieren bzw. zu speichern sind. Die bestehende Pipeline- und besonders Speicherkapazität verringert sich durch die Umstellung des Energieträgers.

Auch die Abrechnung der bezogenen Energie bei den Endkunden kann erschwert werden, insbesondere im Falle eines Blendings von Wasserstoff und Erdgas, oder Updates benötigen.

Literatur Kapitel Physikalische Grundlagen:

[1] Lehmann, J. & Luschtinetz, T., 2014. ‚Wasserstoff und Brennstoffzellen – Unterwegs mit dem sauberen Kraftstoff‘, Berlin Heidelberg: Springer Verlag, pp. 2-5.

[2] Chemie.de, kein Datum, unter <https://www.chemie.de/lexikon/Erdgas.html> [Online] (Zugriff am 26.12.2021)

[3] Jungmeier G., 2006. ‚Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft?‘, Berichte aus Energie – und Umweltforschung, Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, pp. 26

[4] Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH, 2009. ‚Erneuerbarer Wasserstoff in Österreich – Technologien, Einsatzbereiche und energiewirtschaftliche Entwicklungen‘, Brochure erstellt im Rahmen der ‚HyCentA Informationsplattform Wasserstoff‘, Graz, Austria

Teile einer Wasserstoffwirtschaft

Für den Aufbau funktionsfähiger Wasserstoffmärkte sind die folgenden Komponenten wesentliche Voraussetzung: Auf der einen Seite muss mit den richtigen **Produktionsmethoden und -technologien (Teil 1)** Wasserstoff hergestellt, also ein Angebot generiert, werden, andererseits muss es auch eine Nachfrage geben, also **Technologien, mit denen Wasserstoff Ressource genutzt (Teil 4)** werden kann. Oft decken sich Angebot und Nachfrage zeitlich und räumlich nicht. Daher werden noch **Speicher (Teil 2)** und **Transportmöglichkeiten (Teil 3)** benötigt. Diese sind besonders vor dem politisch verfolgten Ziel, Wasserstoff als längerfristiges Speichermedium für grünen Strom zu nutzen, wichtig.

Teil 1 - Wasserstoffproduktionsmethoden

Wasserstoff kommt auf der Erde fast ausschließlich in gebundener Form, z.B. in Wasser, organischen (Biomasse, fossile Energieträger) oder weiteren nicht-organischen chemischen Verbindungen vor. Im folgenden Abschnitt werden die unterschiedlichen Methoden zur Gewinnung von reinem Wasserstoff erläutert.

Nach eingesetzter Energie lassen sich die verschiedenen Herstellungsverfahren einteilen in

- thermolytische/thermochemische (Wärme)
- elektrolytische/elektrochemische (Strom)
- photolytisch/photochemische (Licht) und
- biochemische Prozesse.

Je nachdem ob die eingesetzte Energiequelle (und die H-Quelle) erneuerbar oder nicht ist, ist auch der gewonnene Wasserstoff erneuerbar oder nicht.

Thermolytische/thermochemische Verfahren beruhen auf Energie in Form von Wärme.

Thermolyse bezeichnet den chemischen Abbau in die Bestandteile unter Wärme- oder Hitzeeinfluss aber ohne Beteiligung eines Reaktionsmediums. Der Ausdruck Pyrolyse wird teilweise synonym mit der Thermolyse verwendet. Die Gruppe der thermolytischen bzw. thermochemischen Verfahren umfasst zahlreiche bekannte und unbekanntere.

Die Methanpyrolyse ist ein Prozess, bei dem Methan in Abwesenheit von Sauerstoff bei hohen Temperaturen in Wasserstoff und festen Kohlenstoff umgewandelt wird, wodurch eine CO₂-freie Wasserstoffproduktion ermöglicht wird. Gasreforming ist ein chemischer Prozess, der Erdgas oder andere Kohlenwasserstoffe verwendet, um Wasserstoff zu erzeugen, indem sie bei hohen Temperaturen mit Dampf oder Luftsauerstoff reagieren, wobei Wasserstoff und Kohlendioxid entstehen. Cracking bezeichnet die Thermolyse von Erdöl. [7] Aus Biomasse wird Wasserstoff über thermochemische Vergasung, Konversion und Reformierung gewonnen. Beim Kværner-Verfahren werden Kohlenwasserstoffe mittels eines Plasmabrenners aufgetrennt. [4]

Die thermische Zerlegung von Wasser wird als thermische Dissoziation von Wasser bezeichnet. [4] Die notwendige, hohe Temperatur (oberhalb von 1.700 °C) kann zum Beispiel durch konzentrierte Solarenergie oder durch die Abwärme eines Atomkraftwerkes erzeugt werden. [2] Die entstehenden Gase, Wasserstoff und Sauerstoff, müssen anschließend getrennt werden. Eine Möglichkeit hierfür bieten keramische Membrane. Die hohen Materialkosten machen den Prozess aus wirtschaftlicher Perspektive weniger attraktiv [4].

Durch die Koppelung der Thermolyse mit chemischen Reaktionen konnte auch schon eine Absenkung der notwendigen Prozesstemperatur auf unter 900°C erreicht werden. Hierbei spricht man von thermochemischen Kreisprozessen. [4] Kreisprozesse werden die Verfahren genannt, da die eingesetzten Chemikalien recycelt und wieder verwendet werden können. [8]

Wird neben der thermischen Energie auch elektrische in den Kreisläufen genutzt, spricht man von Hybrid-Kreisläufen. Hybrid-Kreisläufe benötigen noch geringere Prozesstemperaturen als die thermochemischen Kreisläufe. Daher können mehr Wärmequellen (auch nachhaltige) diese Energie liefern. [9 u. 2]

Elektrolyse/Elektrochemische Prozesse

Die Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff gehört zu den Power-to-X-Ansätzen. Dabei wird elektrische Energie über einen elektrochemischen Umwandlungsprozess in der chemischen Verbindung H_2 gespeichert. Bei der politischen Diskussion um erneuerbaren oder grünen Wasserstoff wird normalerweise das Verfahren der Elektrolyse angesprochen. Dabei entsteht Wasserstoff durch die Aufspaltung von Wasser (H_2O). Das einzige entstehende Nebenprodukt ist Sauerstoff (O_2) [1] Beim Verfahren entsteht durch das Anlegen eines Gleichstroms zwischen zwei Elektroden eine Spannung. Die von der Anode abgegebenen Elektronen wandern zur Kathode. An beiden Elektroden kommt es in Teilprozessen zu einer Spaltung der Wassermoleküle. Die positiv geladenen Wasserstoffkerne (Protonen) bilden an der Kathode Wasserstoffmoleküle und steigen auf. [4 & 1]

Niedrige Strompreise machen das Verfahren wirtschaftlich attraktiv. Ein weiterer Vorteil ist, dass auch der anfallende Sauerstoff verwertet werden kann. [4]

Eine Variation stellt die „High Temperature“-Elektrolyse dar, die sowohl auf thermische als auch elektrische Energie zurückgreift. Bei diesem Verfahren wird das Wasser zuerst verdampft und anschließend auf Temperaturen zwischen 700 bis 1000 °C erhitzt. Bei dieser Temperatur findet auch die Dissoziation des Wassers in H_2 und O_2 statt. Der elektrische Bedarf ist geringer, als er bei einer Trennung bei Raumtemperatur wäre. Grundsätzlich steigt bei der Elektrolyse die Systemeffizienz mit der Betriebstemperatur. [2]

Eine mögliche Herausforderung für die Umsetzung elektrolysebasierter Wasserstoffherzeugung könnte der Wasserbedarf darstellen. Weltweit gibt es deutlich mehr Salzwasser als Süßwasserreserven. Für die Produktion der meisten Elektrolyse-Verfahren kann Meerwasser nicht direkt eingesetzt werden. (Ansätze zur Meerwasser-Elektrolyse befinden sich erst auf einem TRL 1-3 [13]). Daher müsste das Meerwasser zuerst entsalzt werden, womit die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit des Prozesses negativ beeinflusst wird. Allerdings gibt es auch hierfür schon interessante Forschungsansätze zur Lösung des Problems. Beispielsweise hat eine Doktorandin des Leibniz-Instituts für Neue

Materialien einen Ansatz entwickelt, um basierend auf einer Brennstoffzelle, Salzwasser in Süßwasser umzuwandeln und gleichzeitig Strom und Wärme zu produzieren. [6]

Photolyse und Photochemische Herstellung

Die Tatsache, dass Sonnenlicht kostenlos ist und in vielen Ländern in großen Mengen zur Verfügung steht, möchten sich Photolyse und photochemische Verfahren zu Nutze zu machen und diese günstige Energie in Wasserstoff längerfristig zu speichern.

Zu den auf Licht als Energiequelle basierenden Verfahren wird oft auch die Photovoltaik-basierte Elektrolyse (PV-Elektrolyse) gerechnet. Hier wird das Sonnenlicht erst mittels PV-Anlage in elektrische Energie umgewandelt, die anschließend eine Elektrolyse speist. Damit gehört diese Wasserstoffherstellung selbst streng genommen zu den strombasierten Verfahren. Phototelektrochemische Verfahren wie die Photolyse (Photoelektrolyse) oder die Photokatalyse verbinden diese Schritte in eine einzige Einheit. [5]

Photochemische Verfahren zu denen auch künstliche Photosynthese gehört umfassen die Spaltung von Wasser oder die Reduktion verschiedener Kohlenstoffe. Zu den gewinnbaren Produkten photochemischen Verfahren gehören neben reinem Wasserstoff auch andere nutzbare Chemikalien wie Ameisensäure, Methanol, Kohlenmonoxid sowie Methan. Diese Vielseitigkeit kann als Vorteil gesehen werden. [16]

Ein Kostenvergleich niederländischer Forscher zeigt aber, dass PV-basierte Verfahren trotzdem die niedrigsten Wasserstoffproduktionskosten aufwiesen (\$6.22/kg). Der erreichte Wirkungsgrad (Solar zu Wasserstoff) lag bei 10,9%. [10]

Biochemischen Prozesse

Die biochemischen Verfahren beruhen auf die Aktivität von Mikroorganismen. Zu ihnen gehören Dunkelfermentation, Biophotolyse und Photofermentation. Wobei die letzten beiden genannten, eigentlich auch den photochemischen Verfahren zugeordnet werden könnten, da sie Licht als Energiequelle nutzen.

Bei der Dunkelfermentation bauen verschiedene Mikroorganismen in geschlossenen Reaktoren Biomasse (Kohlehydrate, Proteine und Fette) in Wasserstoff, Kohlenstoff und organischen Säuren ab. Der gewonnene Wasserstoff liegt in einem Gemisch und nicht rein vor. [3 u. 14]

Bei der Biophotolyse erfolgt die Trennung des Wassers innerhalb eines biologischen Systems. Unterschiedliche Varianten des Prozesses finden sich beispielsweise bei Mikroalgen oder verschiedenen Cyanobakterien. Zu den Vorteilen dieser Form der Wasserstoffgewinnung zählen die Möglichkeit bei moderaten Temperaturen und Drücken zu produzieren. [15]

Bei der Photofermentation nutzen die Mikroorganismen nicht Wasser, sondern z.B. organische Säuren als Elektronen-Donatoren. Deshalb ist dieses Verfahren auch geeignet für die Aufbereitung von Reststoffen, welche hohe Anteile an organischen Säuren enthalten. [17, 18]

Schlussfolgerungen Wasserstoffproduktionsmethoden

Die weltweite Wasserstoffproduktion erreichte 2022 fast 95 Millionen Tonnen. Die Produktion ist durch die Umwandlung fossiler Energieträger charakterisiert. Erdgas und Kohle (jeweils ohne CCUS) halten mit 62% bzw. 21% den größten Anteil an Ausgangsstoffen in der weltweiten Wasserstoffproduktion. Weitere 16% sind Nebenprodukte von

Raffinerien und der petrochemischen Industrie und werden für Raffinerie- und Konversionsprozesse verwendet (z.B. Hydrocracking, Entschwefelung).

Die dabei eingesetzten Verfahren, allen voran Dampfreformierung, können als technisch ausgereift angesehen werden. [12, 23] Bei der Elektrolyse, der bekanntesten Methode zur Herstellung von grünem Wasserstoff, variiert der Technologie Readiness Level abhängig von der Variante des Verfahrens. Während die alkalische Elektrolyse TRL 9 aufweist, liegt der TRL der „Proton Exchange Membrane“ (PEM) Elektrolyse bei 6-8 und bei der Hochtemperatur-Elektrolyse bei 4-6. [13]

Alle anderen gezeigten Verfahren befinden sich im Entwicklungsstadium und werden aktuell nicht kommerziell eingesetzt (TRL <6).

Teil 1a – Wasserstoff Farbenlehre

Im Zusammenhang mit der Diskussion zu Wasserstoff wird oft von grünem, blauem oder grauem Wasserstoff gesprochen. Diese Farben bezeichnen nicht den Zustand des Gases selbst, sondern haben sich eingebürgert, um eine Einschätzung von Umweltauswirkungen verschiedener Wasserstoffgewinnungsmethoden zu ermöglichen. Genormte, eindeutige Definitionen des Wasserstoff-Farbschemas gibt es (noch) nicht, aber nachfolgende Tabelle 2 und Abbildung 2 geben einen Überblick.

Farbe	Beschreibung
Grün	Als grün wird Wasserstoff bezeichnet, wenn keine fossilen Energieträger bei der Produktion von Wasserstoff verwendet wird, auch nicht als H-Quelle. (Bsp. Elektrolyse von Wasser mit Ökostrom) Die Produktion erfolgt ohne CO ₂ -Emissionen.
Orange	Wird der Wasserstoff mit erneuerbarer Energie auf Basis von Biomasse gewonnen, wird er als orange bezeichnet. Diese Produktion ist zwar CO ₂ -neutral, aber es werden mehr Emissionen abgegeben als beim Einsatz von anderen erneuerbaren Energieträgern, wie z.B. Wind und Sonne.
Grau und Schwarz	Für die Herstellung von grauem und schwarzem Wasserstoff werden fossile Energieträger eingesetzt, sowohl für die Energie als auch als H-Quelle (Erdgas oder Kohle). Bei der Produktion werden CO ₂ -Emissionen freigesetzt. (Ein Beispiel wäre die Dampfreformierung von Erdgas.)
Blau	Blauer Wasserstoff ist vom Herstellungsprozess vergleichbar mit grauem Wasserstoff. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass es keine freigesetzten CO ₂ -Emissionen gibt, da etwaige Emissionen mittels CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage) und CCU (Carbon Dioxide Capture and Use) abgetrennt und gebunden wird. Technisch kann die Herstellung daher als CO ₂ -neutral gesehen werden.
Türkis	Über Methanpyrolyse wird türkiser Wasserstoff gewonnen. Bei diesem thermischen Spaltungsprozesses entsteht als Nebenprodukt statt gasförmigen CO ₂ fester Kohlenstoff. Wenn auch

	noch die Wärmeversorgung erneuerbar erfolgt, kann das Verfahren als CO2-neutral gesehen werden.
Rot od. Pink	Roter oder pinker Wasserstoff wurde mittels Elektrolyse gewonnen, der eingesetzte Strom wurde mittels Atomkraft produziert.
Gelb	Gelber Wasserstoff wurde mittels Elektrolyse gewonnen, wobei der eingesetzte Strom aus dem allgemeinen Strommix stammt.
Weiß	Als weiß wird natürlich z.B. in Gesteinsformationen vorkommender Wasserstoff bezeichnet, der mittels Frackings gewonnen werden kann. Vorkommen gibt es bspw. in Afrika Die genauen Umweltauswirkungen sind noch unbekannt, Potentiale werden eher als gering angenommen.

Tabelle 2 - Übersicht Wasserstofffarbenlehre [19, 20, 21]

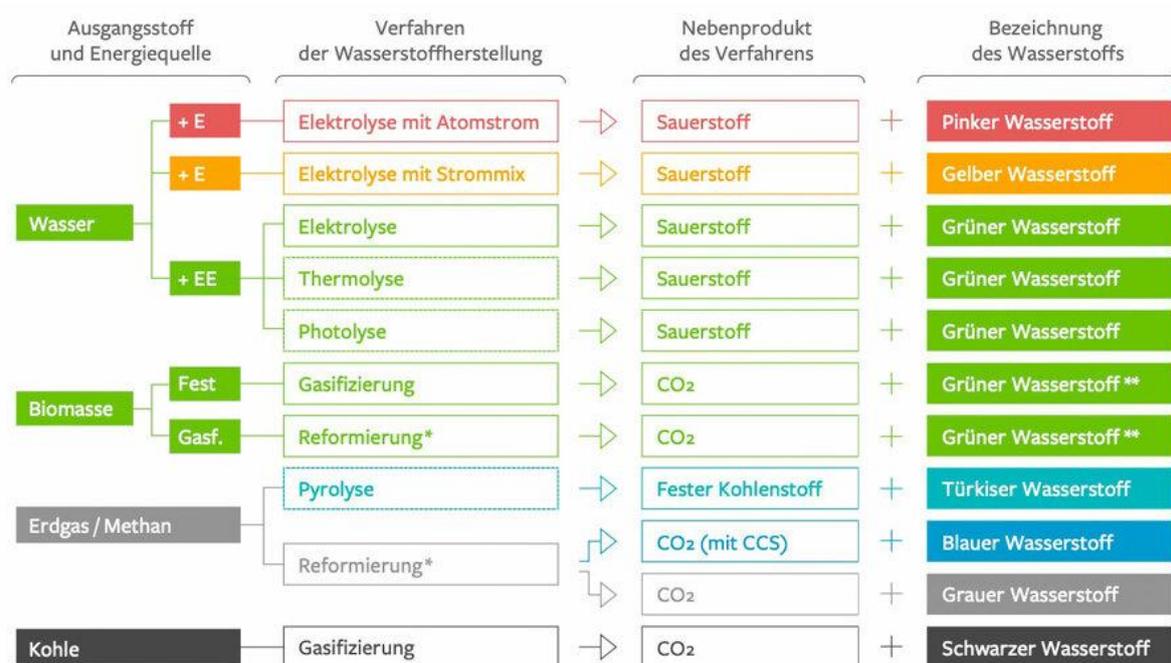


Abbildung 2 - Beispiel für die Zuordnung der Wasserstofffarben nach Ausgangsstoff, Energiequelle und Verfahren [22]

Schlussfolgerungen Wasserstoff Farbenlehre

Die nicht standardisierten Farbbezeichnungen können aufgrund verschiedener Interpretationen und regional unterschiedlichen Konventionen oft zu Missverständnissen führen, sodass präzisere Begriffe und Definitionen generell vorzuziehen sind. Insbesondere bei der Bezeichnung „grüner Wasserstoff“ zeigen sich zum Teil stark divergierende Interpretationen des zulässigen eingesetzten Stroms sowie zur Quantifizierung von entstehenden Emissionen. Die Methodologie zur Ermittlung von Prozessemissionen, die Festlegung von betrachteten Systemgrenzen sowie die Qualifizierung von Strom als „erneuerbar“ sind keineswegs triviale Fragestellungen, wie auch die Diskussionen zur Definition von erneuerbarem Wasserstoff in der EU-Regulierung gezeigt haben.

Literatur Kapitel Wasserstoffproduktionsmethoden

- [1] BERTELLO, L. (2019): *Flexible Herstellung: Wie wird Wasserstoff erzeugt?* BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (<https://www.bdew.de/energie/wasserstoff/flexible-herstellung-was-ist-wasserstoff-und-wie-wird-er-erzeugt/>)
- [2] Acar, C. und Dincer, I. (2018): 3.1 Hydrogen Production. In: *Comprehensive Energy Systems*. Elsevier. p. 1-40.
- [3] Wissenschaftlich Dienste Deutscher Bundestag (2021): *Oranger Wasserstoff: Herstellung von Wasserstoff aus Abfall*. Sachstand. <https://www.bundestag.de/resource/blob/866384/6f31ce3d496d03eb92d35856544ac1ba/WD-8-075-21-pdf-data.pdf>
- [4] Chemie.de (s.a.): *Wasserstoffherstellung*. In: <https://www.chemie.de/lexikon/Wasserstoffherstellung.html>
- [5] Shaner, M. R. et al. (2016): *A comparative techno-economic analysis of renewable hydrogen production using solar energy*. In: *Energy Environ. Sci.*, 2016, 9, 2354-2371
- [6] EUWID (2021): *Neuer Ansatz zur Meerwasserentsalzung könnte Wasserstoffgewinnung revolutionieren*. In: *EUWID – Neue Energie. Erneuerbare – Energieeffizienz-Systemtransformation*. Heft 22.2021
- [7] Kobayashi, K. (2011): *Thermolysis*. In *Encyclopedia of Astrobiology*. https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007%2F978-3-642-11274-4_1581
- [8] BARBIR, F. (2013): *Chapter Twelve - Future of Fuel Cells and Hydrogen*. In: *PEM Fuel Cells (Second Edition)*. Academic Press. p.469-508.
- [9] Schneider, S., et al. (2020): *State of the Art Hydrogen Production via Pyrolysis of Natural Gas*. In: *ChemBioEng Reviews / Volume 7, Issue 5*, p.150-158. (<https://doi.org/10.1002/cben.202000014>)
- [10] Bellini, E. (2020): *Photo-electrochemical cells vs. PV electrolysis*. In: <https://www.pv-magazine.com/2020/08/12/photo-electrochemical-cells-vs-pv-electrolysis/>
- [11] Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office (s.a.): *Hydrogen Production: Thermochemical Water Splitting*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-thermochemical-water-splitting>
- [12] HOHMANN, M. (2021): *Produktion und Verwendung von Wasserstoff weltweit im Jahr 2019*. In: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1195241/umfrage/produktion-und-verwendung-von-wasserstoff-weltweit/>
- [13] HEBLING, ET. AL. (2019): *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI u. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Karlsruhe u. Freiburg
- [14] Ferreira, A. und Gouveia, L. (2020): *Microalgal biorefineries*. In: *Handbook of Microalgae-Based Processes and Products. Fundamentals and Advances in Energy, Food, Feed, Fertilizer, and Bioactive Compounds*. Academic Press
- [15] Oh Y.-K., Subramanian M. R., Jung, G. Y. and Sunghoon P. (2013): *Chapter 3 - Metabolic Engineering of Microorganisms for Biohydrogen Production*. In: *Biohydrogen*. Elsevier. p. 45-65
- [16] Shah, R., Matsil E. und Ms. Massoud G. (2021): *2021 Top Article - Artificial Photosynthesis as a Renewable Energy Source*. In: *altenergymag.com*. In: <https://www.altenergymag.com/article/2021/04/artificial-photosynthesis-as-a-renewable-energy-source/34878>
- [17] Dalena, F. et al. (2017): *17 - Bioenergy production from second- and third-generation feedstocks*. In: *Bioenergy Systems for the Future*. Woodhead Publishing. p. 559-599.
- [18] Oh, Y.-K. et al. (2013): *Chapter 3 - Metabolic Engineering of Microorganisms for Biohydrogen Production*. In: *Biohydrogen*. Elsevier. p.45-65. (<https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59555-3.00003-9>)
- [19] Ruhwedel, S. (s.a.): *Die Farben des Wasserstoffs*. <https://h2-news.eu/energieversorgung/die-farben-des-wasserstoffs/>
- [20] Energieinstitut der Wirtschaft (2021): *Wasserstoff. Zentraler Baustein der Energiewende*. In *EIWI Insights. Hintergründe zu Energiefragen*. 1/2021. https://www.energieinstitut.net/sites/default/files/eiw_insights_h2.pdf

[21] Horng, P. und Kalis, M. (2020): Wasserstoff – Farbenlehre. Rechtswissenschaftliche und rechtpolitische Kurzstudie. Cluster Energietechnik Berlin Brandenburg der Wirtschaftsförderung Brandenburg https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf

[22] Heise online (2021): Umweltrat tritt für dunkelgrünen Wasserstoff ein. <https://www.heise.de/news/Umweltrat-tritt-fuer-dunkelgruenen-Wasserstoff-ein-6115662.html>

[23] International Energy Agency (2023): Global Hydrogen Review 2023; Chapter 3 <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

Teil 2 – Wasserstoffspeicherung

Um den Umbau des Energiesystems auf erneuerbare Energien erfolgreich durchführen zu können, wird es zukünftig notwendig sein, den zu erwarteten Stromüberschuss der Sommermonate in den Winter zu transportieren. Dafür ist die Speicherung von Wasserstoff vielversprechend, um ausreichend große Energiemengen für mehrere Monate zu speichern. Österreich hat hier große Potentiale, da die Vergangenheit als Gas-Drehachse in Mitteleuropa mit der entsprechenden Infrastruktur hilfreich ist, um auch in einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur einen zentralen Part zu übernehmen. Da eine Energieversorgung ohne Importe auch zukünftig nicht vorstellbar ist, kann das einen wichtigen Beitrag leisten.

Durch eine gemeinsame Planung aus Strom- und Wasserstoffnetz können geeignete Standorte für die Produktion von Wasserstoff und die anschließende Einspeicherung evaluiert und effizient genutzt werden.

Die Möglichkeiten für die Speicherung von Wasserstoff unterscheiden sich wie auch bei anderen Gasen u.a. Speichereffizienz, nach Speicherdauer, speicherbare Mengen, Kosten, Form, in welcher das Gas gespeichert wird. Heutzutage wird Wasserstoff normalerweise entweder gasförmig unter Hochdruck, verflüssigt bei niedrigsten Temperaturen oder in gebundener Form gespeichert. [1]

Speicherung in gasförmiger Form

Gasförmig kann Wasserstoff in geologischen Speichern bzw. Kavernenspeichern, wie auch bereits bei Erdgas gebräuchlich, injiziert werden. Besonders Salzkavernen bieten sich hierfür an. Die Umwandlung von Erdgasspeicherung in Wasserstoffspeichern ist in der Theorie möglich. Mehrere Forschungsprojekte beschäftigen sich mit dieser Möglichkeit. Eine Beimischung von Wasserstoff in Erdgasspeicher (bis zu 9,9% Anteil) ist z.B. in Deutschland bereits erlaubt. Der Vorteil dieser Speicher liegt darin, dass große Gasmenngen über lange Zeiträume (auch Monate) gespeichert werden können. Da die Verfügbarkeit dieser Speicher von den regionalen, geologischen Gegebenheiten abhängt, kann ihre Verfügbarkeit wenig beeinflusst werden und hat ein natürliches Limit. [1, 4]

Gasförmig kann Wasserstoff auch in Druckbehältern gespeichert werden. Der Vorteil dieser Methode sind wettbewerbsfähige Preise und Unabhängigkeit von den regionalen Gegebenheiten. Die Speicherung in Druckbehältern ist aber nur für kleine Mengen und kurze Zeiträume geeignet. [1, 2, 5]

Langfristig werden sich Salzkavernen vermutlich als eine der wirtschaftlichsten Methode der Wasserstoffspeicherung erweisen. [1, 4]

Speicherung in flüssiger Form

Der Vorteil von der Speicherung in verflüssigter Form ist die deutlich höhere Speicherdichte von Wasserstoff in dieser Form im Hinblick auf das reine Speichervolumen. Herausfordernd auf der anderen Seite sind das Erreichen der für die Verflüssigung notwendigen, niedrigen Temperaturen von -253 °C . [1, 2, 5]

Die effektive Speicherung erfolgt – wie bei anderen tiefkalten Gasen – in Kryotanks. Diese erreichen mit technischen Mitteln (u. a. durch effektive Dämmmaterialien, getrennter Innen- und Außenbehälter und Rückkühlsystem) sehr hohe Isolationseigenschaften. Mit zunehmender Länge der Speicherung (nach drei bis spätestens 12 Tage) lässt sich ein Erwärmen (u. damit tlw. Verdampfens) des Wasserstoffs nicht vollständig verhindern. Um den maximalen Druck des Tanks nicht zu überschreiten, muss dann ein Teil des Wasserstoffs als sogenannter „Abdampfverlust“ abgegeben werden. [1, 2, 5]

Effizienzverluste entstehen also einerseits über die für die Umwandlung nötige „Abkühlungsenergie“ und außerdem über sogenannte Abdampfverluste, die über die Dauer der Lagerung zunehmen.

Eine Weiterentwicklung der Speicherung von Wasserstoff in flüssiger Form, kann die chemische Bindung in Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs), bspw. Dibenzyltoluol (DBT), oder in verflüssigtem Ammoniak sein. Zwar müssen Umwandlungsverluste in Kauf genommen werden, auf der anderen Seite kann eine Verflüssigung bei deutlich niedrigeren Temperaturen (z.B. Raumtemperatur oder im Fall von Ammoniak: -33 °C) erreicht werden. Auf diese Weise können Verluste reduziert und eine sinnvollere Lagerdauer von Wochen bis Monate erreicht werden. [3]

Bei allen drei beschriebenen Systemen wird langfristig eine deutliche Reduktion der Stromspeicherungskosten (englisch Levelized Cost of Storage, LCOE) erwartet auf rd. 1 \$ bzw. 2 \$ (LOHCs). Damit liegen diese aber immer noch höher als die erwarteten Kosten der meisten gasförmigen Speichermöglichkeiten. [1]

Speicherung in fester Form

Zuletzt kann Wasserstoff durch die Adsorption oder Absorption in festen Materialien gespeichert werden. Beispiele hierfür sind die Speicherung in Metalllegierungen durch die Bildung von Metallhydriden oder in Kohlenstoff-Nanoröhren. [2, 4]

Aus Perspektive der Sicherheit (z.B. Explosionsgefahr) können materialbasierte Speicher Vorteile bieten, technisch sind sie aber komplexer. Beispielsweise muss für die Wiedergewinnung des Wasserstoffs aus Metallhydriden Energie, als Wärme, aufgewendet werden. Ein weiterer Nachteil ist das hohe Eigengewicht der Tanks, was mobile Nutzungen erschwert, und dass der Einsatz mancher Materialspeicher noch sehr am Anfang steht, was einen Kostenvergleich erschwert. Hohe Materialkosten können aber die Gesamtkosten treiben. [2]

Die Speicherverfahren scheinen in erster Linie für die Speicherung kleinerer Mengen über Wochen und Tage geeignet. [1]

Exkurs: Aktuelles Forschungsprojekt zur Wasserstoffspeicherung

Österreich besitzt ein verhältnismäßig hohes Speichervolumen für Erdgas, welches den Klimazielen der Bundesregierung [7] zur Folge zukünftig nicht mehr in diesem Ausmaß für fossiles Erdgas benötigt wird. Bei dem geplanten weiteren Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung wird es eine immer weiter zunehmende Notwendigkeit geben Energie

aus dem Sommer in den Winter zu transferieren – für diesen Zweck eignet sich unter anderem Wasserstoff als Speichermedium.

Bei vergangenen Forschungsprojekten [8] wurde bereits gezeigt, dass eine Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas inklusive nachfolgender Speicherung funktioniert. In einem Folgeprojekt [9] dazu soll von einem Konsortium um RAG Austria AG eine Speicherung von 100% grünem Wasserstoff in einer ehemaligen Gas-Lagerstätte erprobt werden. In diesem Projekt „Underground Sun Storage 2030“ wird zuerst aus Sonnenenergie über eine Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und nach einer Verdichtung über eine Sonde in die Lagerstätte gepumpt. Nach Entnahme des Wasserstoffes aus dem Speicher folgt eine Aufbereitung und anschließend kann der Wasserstoff auf verschiedene Wege genutzt werden – siehe Abbildung 3.

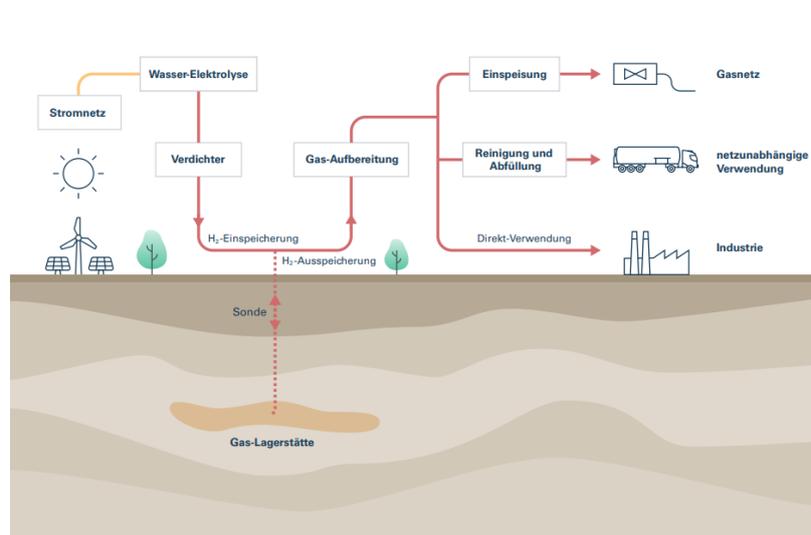


Abbildung 3 – Schema Underground Sun Storage 2030 [6]

Schlussfolgerungen Wasserstoffspeicherung

Die verschiedenen Speichertechnologien scheinen für unterschiedliche zukünftige Anwendungsgebiete geeignet. Während die Speicherung in flüssiger Form für kleine Mengen in Anwendungen, die eine höhere Energiedichte verlangen gut geeignet sind, wird die Speicherung als Gas in großen unterirdischen Speichern als eine vielversprechende Möglichkeit überschüssige Energie im Sommer in den Winter zu transportieren gesehen. Insbesondere bei der Speicherung in unterirdischen Lagerstätten gibt es noch Forschungsbedarf um die Eignung verschiedener Lagerstätten entsprechend zu erforschen und in praktischen Versuchen die Eignung zu beweisen – sie dazu den Exkurs in diesem Kapitel. Die Speicherung in großem Ausmaß ist dabei stark gekoppelt an den Aufbau eines europaweiten Wasserstofftransportnetzes (siehe dazu das Folgekapitel), denn ohne entsprechende Transportkapazitäten, vergleichbar mit jenen des Erdgasnetzes, wird der Transport solcher großer Mengen Wasserstoff von den Erzeugungsstätten zu den Lagerstätten nicht möglich sein.

Literatur Kapitel Wasserstoffspeicherung

[1] UNECE (2021): Technology Brief. Hydrogen. In: https://unece.org/sites/default/files/2021-10/Hydrogen%20brief_EN_final_0.pdf

[2] TÜV SÜD (2021): Speicherung von Wasserstoff In: <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoff-zellen-info/wasserstoff/speicherung-von-wasserstoff>

[3] FRICKE, J. (2018): Eine interessante Alternative zum Elektroantrieb? Ammoniak – ein idealer Wasserstoff-Speicher. Bayern Innovativ. In: <https://www.bayern-innovativ.de/seite/ammoniak-wasserstoffspeicher>

[4] Plankenbühler, T., Kolb, S., Herkendell, K. und Karl, J. (): Handbook. Screening Wasserstoff Technik. Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg. https://www.encn.de/fileadmin/user_upload/EnCN_Studie_Wasserstofftechnologie_2021.pdf

[5] TÜV SÜD (s.a.): Technologie I. Bereitstellung. Produktion. Speicherung. In: Energiewelt Wasserstoff. https://www.linde-gas.de/de/images/Technologie1_tcm565-71301.pdf

[6] https://www.uss-2030.at/fileadmin/bilder/06_NEU_USS_2030/Downloads/RAG_grafik_USS2030_dt_FINAL.pdf , abgerufen am 23.01.2023

[7] https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/klimaschutz/1/Seite.1000310.html , abgerufen am 23.01.2023

[8] <https://www.underground-sun-storage.at/das-projekt/kurzbeschreibung.html> , abgerufen am 23.01.2023

[9] <https://www.uss-2030.at/das-projekt/kurzbeschreibung.html> , abgerufen am 23.01.2023

Teil 3 – Wasserstofftransport

Um räumliches Auseinanderliegen von Wasserstoffproduktion und -nutzung auszugleichen, werden effiziente Transportsysteme benötigt. Neben den zurückgelegten Distanzen und den zu transportierenden Mengen, spielen beim Vergleich der verschiedenen Transportmöglichkeiten natürlich die Kosten eine entscheidende Rolle. Grundsätzlich ist es möglich Wasserstoff per LKW-Trailer, per Zug, per Schiff oder per Gasleitung zu transportieren. [1,2]

Für den Transport in LKWs, Zügen und Schiffen wird Wasserstoff zwischenzeitlich in flüssiger Form oder in Gasdruckbehältern gespeichert (siehe Kapitel Speicherung). Der Transport derartig gespeichertem Wasserstoff geht mit den bereits bei Punkt „Speicherung“ beschriebenen Nachteilen (Größenordnung, Umwandungsverluste, zeitlich abhängige Verluste, Transport von schweren Tankgehäusen, Hohe Flammbarkeit von Wasserstoff ...) einher. Vorteilhaft an diesen Transportarten ist die höhere Flexibilität (zeitlich, räumlich). Im Straßenverkehr können nur kleinere Mengen transportiert werden, daher eignet sich diese Methode in erster Linie für die Nahversorgung. [1,2]

Für große Transportmengen eignen sich Schiffe und Pipelines besser. Aufgrund der zu errichtenden Infrastruktur ist der gasförmige Transport in Pipelines räumlich/regional naturgemäß weniger flexibel und mit längeren Anlaufzeiten verbunden. Um ökonomisch sinnvollen Transport per Pipeline zu ermöglichen, muss eine entsprechend hohe Auslastung erreicht werden. Studien zeigen, dass der Transport in Pipelines, auch wenn diese neu errichtet werden, für Distanzen bis zu rd. 10.000 km am wirtschaftlichsten ist (mit variablen Kosten von rd. 0,16 €/kg pro 1.000 km Transportstrecke bei Vollausslastung der Leitungen). Ein weiterer Vorteil für den Transport von Wasserstoff in Pipelines ist die Tatsache, dass Europa bereits über ein vorhandenes Netz von Erdgas(fern)leitungen verfügt. Zahlreiche Untersuchungen beschäftigen sich mit der Möglichkeit, Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff umzustellen [3]. Dafür müssten einzelne Komponenten, wie z.B. Mess- und Regelanlagen, die aufgrund anderer chemischer Eigenschaften wie die Dichte von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas ungeeignet würden [4], aber

auch Armaturen, Verdichter, usw. ausgetauscht werden [3]. Ein Beispiel für eine derartige Umstellung wurde bereits 2018 in den Niederlanden mit der 12-km langen Yara-Dow Pipeline geliefert [5]. Pipelines haben den Nachteil, dass sich die Kosten proportional zur Distanz entwickeln. Daher können ab bestimmten Distanzen und für den globalen Transport Schiffe wirtschaftlicher (Siehe Grafik 2) sein. Allerdings steht auch die Entwicklung dieser Technologie noch relativ am Anfang. Ein erstes Wasserstoff Kargo-Schiff für den Transport von Wasserstoff zwischen Australien und Japan, die Suiso Frontier, wurde 2019 in Auftrag gegeben und hat im Dezember 2021 seine erste Fahrt aufgenommen [6]. Angesteuerte Häfen müssen über wasserstoffgeeignete Terminals verfügen. [1,2]

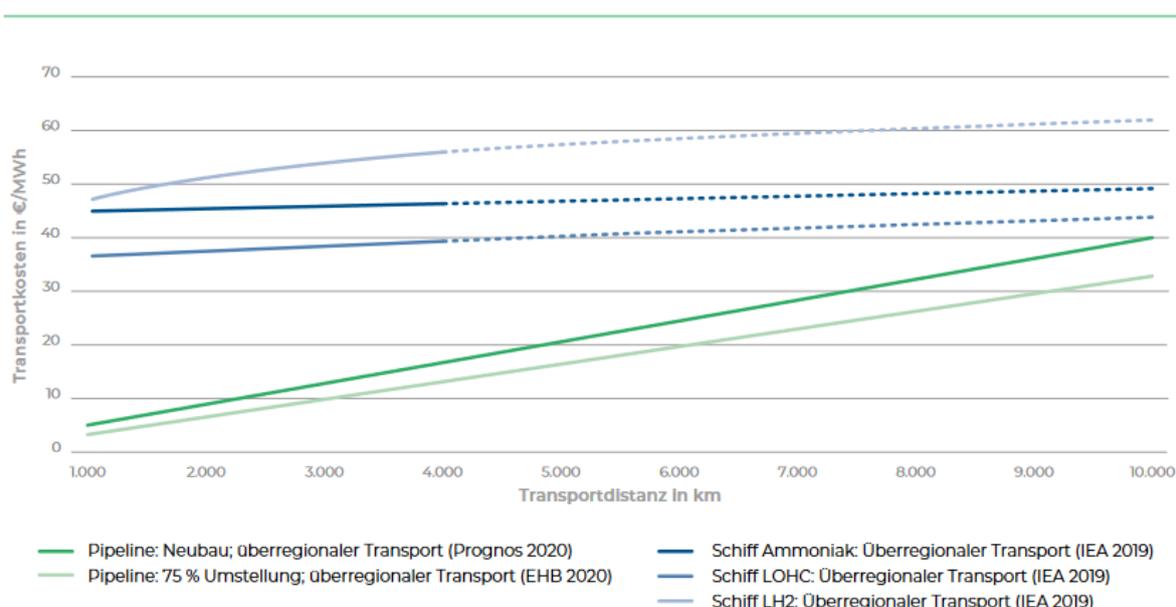


Abbildung 4 - Entwicklung der Transportkosten in Abhängigkeit der Transportdistanz [1]

Exkurs: Wie kann ein internationaler Wasserstofftransport aussehen – Szenarienvergleich

Da sich Österreich und auch Mitteleuropa bei Erreichung der Zielsetzungen zum Wasserstoffausbau nicht selbst mit grünem Wasserstoff versorgen kann, wird es zukünftig die Notwendigkeit geben Wasserstoff von anderen Regionen zu importieren. Wie bereits oben erwähnt gibt es hier vor allem die Unterscheidung der Transportwege zwischen Transport per Schiff und Transport per Pipeline. Die Wahl der Transportmethode ist stark von der zu überwindenden Distanz abhängig – dabei erscheinen insbesondere Staaten mit hohem Potential für die Erzeugung von erneuerbarem Strom als geeignete Exportländer für Wasserstoff.

In einer kürzlich erschienenen Studie [7] werden dabei die Erzeugungs- und Transportkosten für mehrere Szenarien in ausgewählten Exportländern miteinander verglichen. In Abbildung 5 werden dabei die Zusammensetzung für die Importkosten für verschiedene Länder gegenübergestellt. Dabei ist auf einen Blick ersichtlich, dass der Import aus Spanien oder Tunesien per Pipeline die günstigsten Kosten aufweist, da die Transportkosten

nur einen kleinen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen – um diese Route voranzubringen gibt es zwischen Spanien, Portugal und Frankreich ein gemeinsames Projekt um eine Pipeline zur Verbindung der iberischen Halbinsel mit Frankreich und dem Rest Westeuropas bis 2030 zu bauen [8]. Beim Vergleich der verschiedenen Methoden zum Schiffstransport muss darauf hingewiesen werden, dass bei Ammoniak (NH_3) auf etablierte Technik zurückgegriffen werden und auch Teile der Infrastruktur in Häfen schon vorhanden sind, während beim Transport von verflüssigtem H_2 zwar viele Komponenten gut etabliert vorhanden sind, entsprechende Schiffe allerdings erst im Prototyp vorhanden sind. Der Transport von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC) befindet sich noch nicht in einem erprobten Status.

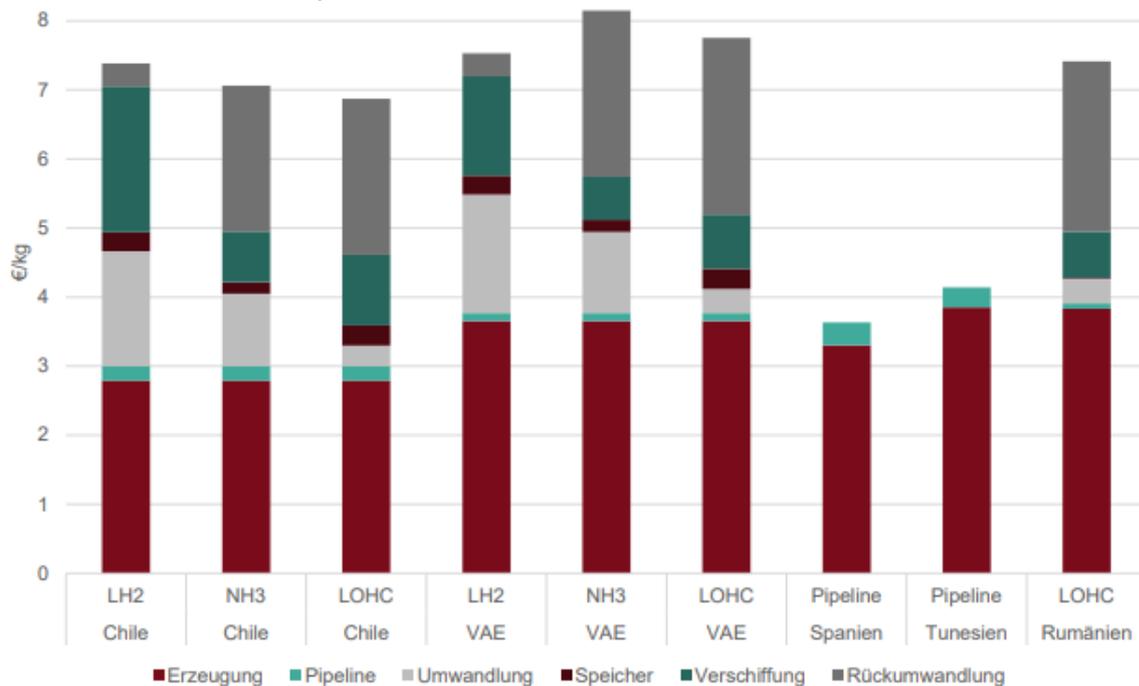


Abbildung 5 - Vergleich der Zusammensetzung von H_2 – Importkosten [7]

Exkurs: European Hydrogen Backbone – Was benötigt internationaler Wasserstofftransport?

Die European Hydrogen Backbone (EHB) Initiative bestehend aus einunddreißig Energieinfrastrukturbetreibern verfolgt die Idee einer paneuropäischen Wasserstofftransportinfrastruktur. Sie versucht durch die regelmäßige Veröffentlichung von Flaggschiffkarten die Entwicklung dahin zu unterstützen. [10]

Bis 2030 hält die Initiative die Entwicklung von fünf gesamteuropäische Wasserstoffversorgungs- und -importkorridore für möglich. Diese würden große Nachfrage-Cluster (z.B. Industriecenter und Häfen mit Regionen mit reichhaltigem

Wasserstoffangebot verbinden. Bis 2040 können diese fünf Korridore zu einem gesamteuropäischen Netz ausgebaut werden. Dieses Netz eine Länge von fast 53.000 km umfassen, bestehen zu 60 % aus umfunktionierten Erdgaspipelines und zu 40 % aus neuen Pipelines. Die notwendigen gesamten Investitionskosten werden auf 80-143 Mrd. € geschätzt. An Betriebskosten würden europaweit, jährlich zwischen 1,6 bis 3,2 Mrd. € anfallen. [9, 10]



Abbildung 6: Hydrogen Backbone Map 2040 [11]

Schlussfolgerungen Wasserstofftransport

Wie bereits im vorigen Kapitel angerissen ist die Betrachtung von Wasserstoffherzeugung, dem Transport und der Speicherung nur gemeinsam sinnvoll und notwendig, um ein Gesamtkonzept für den Umbau des Energiesystems entwickeln zu können.

Auf Basis der oben im Exkurs angesprochenen Studie ist ersichtlich, dass vor allem bei einem Import von Wasserstoff per Schiff (unabhängig davon ob als LH₂ oder NH₃) sehr hohe Transportkosten zu tragen sind, die nach aktueller Abschätzung die Vorteile der günstigeren Erzeugung überwiegen. Dabei gilt zu erwähnen, dass aktuell erst der Transport von NH₃ etabliert ist und daher kurzfristig vermutlich die größere Rolle spielen würde, insbesondere da es auch große NH₃ Mengen für die stoffliche Nutzung in der Industrie benötigt werden, und daher nicht zwangsweise eine Rückumwandlung in Wasserstoff notwendig wird. Günstiger und unabhängig von der primären Importroute ist der Transport durch Europa via Pipeline – insbesondere, wenn bestehende Infrastruktur adaptiert und weiterverwendet werden kann.

Zu einem gesamtheitlichen Konzept gehört daher Erzeugungsstandorte und Importrouten über europäische Fernleitungen (Stichwort Hydrogen backbone) mit den Speichern zu verbinden, um ein leistungsfähiges System ähnlich dem aktuellen Gasnetz zu etablieren.

Literatur Kapitel Wasserstofftransport

[1] DER NATIONALE WASSERSTOFFRAT (2021): Wasserstofftransport. In: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Wasserstofftransport_WEB-Bf.pdf

[2] UNECE (2021): Technology Brief. Hydrogen. In: https://unece.org/sites/default/files/2021-10/Hydrogen%20brief_EN_final_0.pdf

[3] TÜV NORD (s.a.): Wasserstoff-Pipelines und Wasserstoffnetze. In: <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-pipelines-netze/>

[4] DROSS, T. (2021): Wasserstoff messen, aber wie? In: Vogel Communications Group GmbH & Co. KG (Hrsg.): PRO-CESS. Chemie – Pharma – Verfahrenstechnik. Ausgabe: 1/2 – 2021. ISSN: 0946-286. Würzburg.

[5] GASUNIE (2018): Gasunie hydrogen pipeline from Dow to Yara brought into operation. In: <https://www.gasunie.nl/en/news/gasunie-hydrogen-pipeline-from-dow-to-yara-brought-into-operation>

[6] Pekic, S. (2021): World's 1st LH2 carrier Suiso Frontier departs for Australia. In: Offshore Energy. Erschienen am 24.12.2021. In: <https://www.offshore-energy.biz/worlds-1st-lh2-carrier-suiso-frontier-picks-up-maiden-cargo/>

[7] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Frontier Economics Ltd.: Endbericht Importmöglichkeiten für Erneuerbaren Wasserstoff In: https://pubdb.ait.ac.at/files/PubDat_AIT_151178.pdf

[8] <https://abcnews-go-com.cdn.ampproject.org/c/s/abcnews.go.com/amp/International/wireStory/france-spain-portugal-build-hydrogen-pipeline-2030-94854264>

[9] European Hydrogen Backbone (2024): Estimated Investment & Cost. In: <https://ehb.eu/page/estimated-investment-cost> (Abgefragt am 10.01.2014)

[10] Rossum, v. R.; Jaro Jens, J.; La Guardia, G; Wang, A.; Kühnen, L. und Overgaag, M. (2022): European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. Utrecht: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>

[11] European Hydrogen Backbone (2024): European Hydrogen Backbone Maps. In: <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps> (Abgefragt am 10.01.2014)

Teil 4 – Wasserstoffeinsatz

Einsatz von Wasserstoff in industriellen Prozessen

Wasserstoff findet seit geraumer Zeit in einer Vielzahl an industriellen Prozesse Anwendung. Der größte Teil des gegenwärtig eingesetzten Wasserstoffs entfällt auf Ölraffinerien und die chemische Industrie, darin vor allem auf die Synthese von Ammoniak und Methanol. Außerdem wird Wasserstoff in der Stahlindustrie eingesetzt. In diesem Teilkapitel wird der aktuelle und zukünftige industrielle Einsatz von Wasserstoff grob beleuchtet.

Im Jahr 2020 wurden weltweit in industriellen Prozessen 87,1 Mt (~ 2.900 TWh) Wasserstoff nachgefragt [1].

Chemische Industrie

Ein Anteil von 35% (30,9 Mt) entfällt dabei auf die Ammoniakindustrie, wo das Haber-Bosch-Verfahren Wasserstoff und Stickstoff zur Herstellung von Ammoniak kombiniert. Ammoniak ist ein chemischer Grundstoff für die Herstellung von Stickstoffverbindungen. Der mengenmäßig größte Anteil wird zu Düngemitteln verarbeitet und ist somit ein wichtiger Rohstoff für beispielsweise den Einsatz in der Landwirtschaft. Die IEA prognostiziert einen Szenario-abhängigen Anstieg der globalen Ammoniaknachfrage von 24% - 37% gegenüber 2020 [2]. Die Dekarbonisierung der Ammoniaksynthese erfolgt über eine Substitution des grauen Wasserstoffs durch erneuerbaren.

Auf die Herstellung von Methanol entfallen 14% (12 Mt) des industriellen Wasserstoffbedarfs. Methanol ist Ausgangsstoff vieler chemischer Syntheseprodukte und findet darüber hinaus vermehrt Anwendung als Energieträger. Dabei werden Methanol und dessen Derivate einerseits als Kraftstoff in herkömmlichen Verbrennungsmotoren eingesetzt oder als Energielieferant für Brennstoffzellen zur Erzeugung elektrischer Energie.

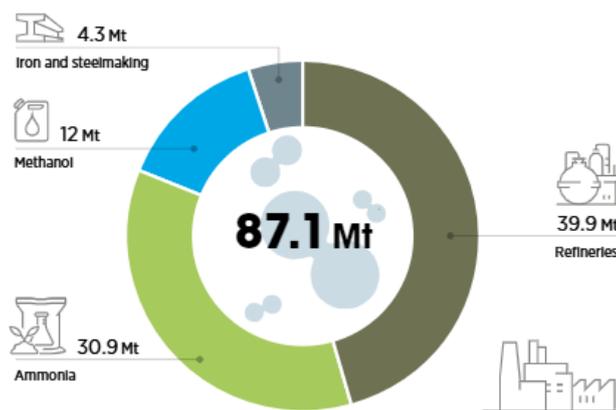


Abbildung 7: Verteilung der aktuellen, weltweiten Wasserstoffnachfrage auf die einzelnen industriellen Prozesse [1]

Ölraffination

Die größten Wasserstoffnachfrage mit über 45% (39,9 Mt) stammt von Ölraffinerien und Wasserstoff wird dabei in den beiden Prozessen Hydrocracken und Hydrodesulfurierung eingesetzt. In ersterem Verfahren werden schwerere Rohölbestandteile unter Beisein von Wasserstoff und einem Katalysator in höherwertige Kraftstoffe wie Diesel, Kerosin und Benzin verarbeitet. Bei der Hydrodesulfurierung werden Schwefelbestandteile durch die Reaktion mit Wasserstoff aus den höherwertigen Raffinerieprodukten entfernt. Das Entfernen von Schwefelverbindungen ist essenziell, um umweltschädigendes Schwefeldioxid bei Verbrennungsprozessen zu reduzieren. Außerdem gilt Schwefel als Katalysatorgift für nachfolgende Abschnitte im Raffinerieprozess.

Aktuell wird Wasserstoff in erster Linie durch Dampfreformierung am Standort oder in der Nähe von Ölraffinerien gewonnen. Dabei wird unter Einsatz von Erdgas grauer Wasserstoff erzeugt. Darüber hinaus fällt Wasserstoff auch als Nebenprodukt einzelner Raffinerieprozesse an und wird in den Raffineriekreislauf rückgeführt. Notwendige Restmengen

an Wasserstoff bzw. bei nicht ausreichender Reformerkapazität zusätzliche Mengen werden extern über Händler beschaffen. Die Wasserstofferzeugung ist für circa 15% der CO₂-Emissionen in Ölraffinerien verantwortlich. [3]

Stahlerzeugung

Stahl wird hauptsächlich auf zwei Arten hergestellt: im Hochofen (Linz-Donawitz-Verfahren) zur Erzeugung von Primärstahl (aus Eisenerz) und im Elektrolichtbogenofen zur Erzeugung von Sekundärstahl (aus Schrott).

Die Hochofen-Methode ist mit knapp unter $\frac{3}{4}$ der globalen Stahlproduktion die führende Produktionsmethode. [4] Dabei wird im Hochofen Eisenerz mit Koks als Reduktionsmittel zu Roheisen reduziert. In einem weiteren Prozessschritt wird unter Sauerstoffzugabe in einem Blasverfahren Stahl erzeugt.

Stahlschrott wird durch Einschmelzen in einem elektrischen Lichtbogenofen wiederverwertet. Dabei wird durch gezielten Einsatz von Zusatzstoffen die chemische Zusammensetzung des Produktes optimiert. Diese Produktionsroute ist allerdings durch die begrenzte Verfügbarkeit von Eisenschrott limitiert. Deshalb wird Eisenschwamm aus Direktreduktion ergänzt. Dieser vorgelagerte Prozess wird in erster Linie unter Verwendung von Synthesegas durchgeführt, wobei aktuell in etwa 4,3 Mt Wasserstoff nachgefragt werden.

Im Vergleich der beiden Verfahren ist das Linz-Donawitz-Verfahren mit einem Energieeinsatz von 21,4 GJ pro Tonne Stahl das energieintensivere. Dabei fallen 1,7 – 2,2 t CO₂ pro Tonne Stahl an. Die Produktionsroute über Direktreduktion mit Lichtbogenofen ist mit einer eingesetzten Energie von 17,1 GJ pro Tonne Stahl nicht nur energieeffizienter, sondern emittiert darüber hinaus auch weniger CO₂. [4]

Unter „grünem Stahl“ versteht man jenes Endprodukt, das über die Direktreduktion mit Lichtbogenofen hergestellt wird. Dabei kommt grüner Wasserstoff als Reduktionsmittel zum Einsatz und darüber hinaus wird der Elektrolichtbogenofen mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen versorgt. Diese Produktionsroute ermöglicht es, nahezu CO₂-neutralen Stahl herzustellen. Durch die geringe Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff ist diese Prozessroute aktuell auf Forschungsprojekte und Demonstrationsanlagen beschränkt. Führende Stahlhersteller, unter anderem die Voestalpine AG, zeigen große Bereitschaft, diese Technologie voranzutreiben um die Stahlindustrie in den kommenden Jahrzehnten zu dekarbonisieren.

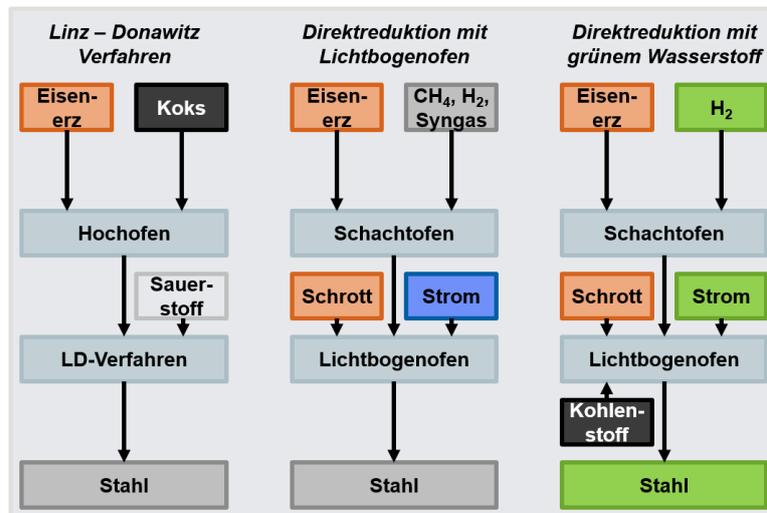


Abbildung 8: Prozesse zur Herstellung von Stahl (eigene Abbildung auf Basis von [1])

Seit 2019 werden in einem von der Europäischen Kommission geförderten Pilotprojekt Versuche für die großtechnische Herstellung von grünem Wasserstoff durchgeführt. Dabei wird die gesamte Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff unter realen Bedingungen für den industriellen Einsatz untersucht. Am Standort Linz wird dafür eine PEM-Elektrolyseanlage von 6 MW Leistung betrieben. Das Projekt wird unter Beteiligung von Voestalpine, Verbund, Siemens Energy, APG, K1-MET und ECN unter dem Namen *H2Future – Green Hydrogen* geführt. [5] Bis Anfang 2022 wurden im Projekt über 500 t grüner Wasserstoff erzeugt, was einer möglichen „grünen“ Stahlproduktion von 8,800 t entspricht. Um die gesamte Stahlproduktion der Voestalpine mit grünem Wasserstoff versorgen zu können, wird die 400-fache Kapazität der Pilotanlage benötigt. Dies entspricht einer Elektrolyseur-Kapazität von 2,4 GW. [6,7]

Einsatz von Wasserstoff im Stromsektor

Der hohe Anteil volatiler Stromproduktionsanlagen führt zu einem stetig wachsenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen im Stromnetz. Diese Flexibilität kann durch starke Übertragungs- und Verteilnetze, Stromspeicher mit hoher Speicherkapazität und Sektorenkoppelung geboten werden. Als sektorenkoppelndes Element und energiedichtes Speichermedium gilt Wasserstoff hierbei als Hoffnungsträger.

Die zwei wichtigsten Umwandlungstechnologien von Wasserstoff zu Strom sind die elektrochemische Umwandlung in Brennstoffzellen und die Verbrennung in Gasturbinen, die für den Einsatz von Wasserstoff ausgerüstet sind. Brennstoffzellen bieten durch ihren modularen Aufbau die Möglichkeit, sowohl mobil (s. auch Verkehr) wie auch statisch zur Stabilisierung des Stromnetzes beizutragen. In Gasturbinen wird aktuell in erster Linie Erdgas verfeuert. Der Energieversorger Wien Energie will gemeinsam mit den Projektpartnern Verbund und RheinEnergie ab 2023 den Einsatz eines Gasgemisches mit 15% Wasserstoffanteil in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage demonstrieren. Dabei sollen jährlich 33 kt CO₂ eingespart werden [8]. Laut Angaben des Turbinenherstellers Siemens Energy sind optimierte Gasturbinentypen (etwa SGT-800™, 62 MW) aktuell mit Gasgemischen von bis zu 75% vol. Wasserstoffanteil im Testbetrieb. Bis 2030 sollen reine Wasserstoffturbinen erhältlich sein. [9]

Einsatz von Wasserstoff im Mobilitäts- und Transportsektor

Der Einsatz von Wasserstoff wird neben den schwer zu dekarbonisierenden Industriesektoren („hard to abate“) und als saisonaler Speicher im Stromnetz auch in weiteren potenziellen Nachfragesektoren diskutiert. Prinzipiell wird im Zuge der Dekarbonisierung dezentraler, niedrig-energetischer Anwendungen von Gesetzgebern der Pfad der Elektrifizierung verfolgt. An dieser Stelle soll deshalb der Einsatz von Wasserstoff im Bereich der Niedrigtemperatur-Wärmeversorgung (beispielsweise in Haushalten) und im Individualverkehr nicht detaillierter behandelt werden, auch wenn für gewisse Maßnahmen ein Einsatz etwa mangels vorhandener Stromversorgungsinfrastruktur sinnvoll erscheint.

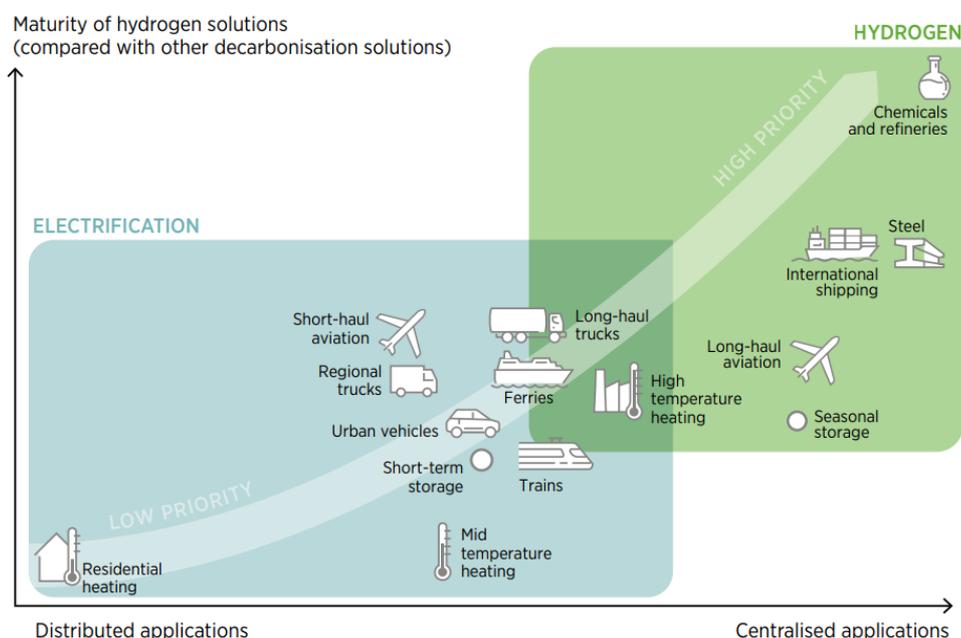


Abbildung 9: Prioritäten für den Einsatz von Wasserstoff in einzelnen Sektoren [1]

Für den Transport von Gütern oder Personen per Schiff, Flugzeug oder Fernlastwagen lassen sich Elektrifizierungsmaßnahmen auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien nur bedingt umsetzen, da diese nicht über die für den jeweiligen Zweck notwendige Energiedichte verfügen. Alternative Antriebswege können einerseits über einen Fuel-Switch hin zu Biodiesel oder auf Wasserstoff basierende synthetische Kraftstoffe erfolgen, wofür keine fundamentalen Neuentwicklungen von Antriebskonzepten notwendig sind. Andererseits werden auf Basis von Brennstoffzellen neue Antriebssysteme entwickelt. Dabei werden synthetische Kraftstoffe, in erster Linie Wasserstoff oder Methanol, in einer Brennstoffzelle zu Strom umgewandelt, der über eine Traktionsbatterie einen Elektromotor versorgt. So betreiben zum Beispiel die Wiener Linien seit 2022 auf anspruchsvolleren Routen, für die batterieelektrisch angetriebene Busse nur bedingt einsatzfähig sind, eine Flotte an Wasserstoff-Bussen, die bis 2024 auf 10 Fahrzeuge erweitert werden soll. [10] Mit den Klima- und Umweltauswirkungen von Wasserstoff im Transportbereich hat sich 2022 auch eine Studie von Deloitte auseinandergesetzt. Diese kam zum Ergebnis, dass der Ersatz von 2.000 herkömmliche Schwerlast-LKW durch H₂-Schwerlast-LKW jährlich

die CO₂-Emissionen um 24.000 t, die NO_x-Emissionen um 80 t und die Feinstaubemissionen um die Hälfte. [12]

Schlussfolgerungen Wasserstoffeinsatz

In diversen Publikationen wird der zukünftige Einsatz von Wasserstoff in den potenziellen Nachfragesektoren mit einer großen Spannweite quantifiziert. In einer umfangreichen Studie in drei Szenarien, wird in *Pathway to Industrial Decarbonisation – NEFI* [11] der zukünftige Wasserstoffbedarf der österreichischen Industrie modelliert. Darin wird ein Wasserstoffbedarf von ~10 TWh im Jahr 2050 im konservativen „Business As Usual“-Szenario erwartet. Demgegenüber steht die Prognose von 48 TWh Wasserstoffbedarf im progressiven „Zero Emission“ Szenario. Im Szenario „Pathway of Industry“, das aktuelle Technologieentwicklungen extrapoliert, wird ein industrieller Wasserstoffbedarf von ~40 TWh erwartet.

Die zukünftigen Wasserstoffbedarfe stammen allen voran aus jenen Sektoren, für die ohne den Einsatz von Wasserstoff oder dessen Derivaten keine bekannten Technologien zur vollständigen Dekarbonisierung zur Verfügung stehen. Dazu zählen insbesondere die Stahlindustrie, die chemische Industrie und Raffinerien, aber auch weitere Anwendungsbereiche z.B. im Transportbereich.

Ein wesentlicher, bereits in vorigen Kapiteln näher beschriebener Nachteil von Wasserstoff ist seine Flüchtigkeit mit den damit verbundenen technischen und ökonomischen Herausforderungen beim Transport und bei der Speicherung. Entsprechend wird neben der direkten Verwendung von Wasserstoff in den Endnachfragesektoren ebenso der Einsatz von Wasserstoffderivaten, etwa synthetischem Methan und synthetischen flüssigen Kohlenwasserstoffen (E-Fuels) diskutiert. Diese Energieträger können in bestehenden Umwandlungstechnologien eingesetzt werden und entsprechend ist ein Fuel-Switch im Vergleich zu Wasserstoff leichter durchzuführen. Der bei der Synthese eingesetzte Kohlenstoff soll dabei aus abgeschiedenem CO₂ von Verbrennungsprozessen stammen. Eine neutrale CO₂-Bilanz ist allerdings nur dann erreicht, wenn die bei der Verbrennung von E-Fuels freigesetzte CO₂-Menge kompensiert wird. Dies ist nur durch Negativemissionen in der CO₂-Aufbringung, etwa durch CO₂-Abscheidung bei Biomasseverbrennung oder Direct Air Capture möglich, was in großtechnischen Anlagen mit hohen finanziellen Aufwänden verbunden ist.

Literatur Kapitel Wasserstoffeinsatz

[1] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_Green_Hydrogen_Industry_2022_.pdf

[2] <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary>

[3] Pilorgé et al., 2020; Soler, 2019

[4] BNEF, 2021; Fan and Friedmann, 2021

[5] <https://www.h2future-project.eu/partners> aufgerufen am 31.01.2023

[6] <https://www.voestalpine.com/blog/de/audioinhalte/h2future-wertvolle-erkenntnisse-nach-zwei-jahren-testbetrieb/> aufgerufen am 19.01.2023

[7] <https://www.energategate-messenger.com/news/219557/voestalpine-h2future-to-be-continued> aufgerufen am 19.01.2023

- [8] <https://positionen.wienenergie.at/projekte/waerme-kalte/gruenes-kraftwerk-donaustadt/> aufgerufen am 31.01.2023
- [9] <https://www.siemens-energy.com/global/en/priorities/future-technologies/hydrogen/zehtc.html> aufgerufen am 02.02.2023
- [10] <https://www.wienerlinien.at/f%C3%BCr-noch-mehr-klimaschutz-wir-testen-wasserstoff-bus-von-hyundai> [FCEA] <https://www.fcea.org/hydrogen-in-industrial-applications> abgerufen am 19.01.2023
- [11] Pathway to Industrial Decarbonisation – New Energy For Industry (NEFI), (2022) https://www.nefi.at/files/media/Pdfs/NEFI_Szenarienbericht_v15_WHY_Design.pdf aufgerufen am 28.12.2023
- [12] Deloitte Consulting GmbH (2022): H2-Mobility Austria. 2.000 H2-LKW auf Österreichs Straßen bis 2030. Wien, Jänner 2022. <https://www2.deloitte.com/at/de/seiten/strategy-analytics/articles/h2-mobility-austria.html> (Abgefragt am 10.01.2023)

Rechtliche Rahmenbedingungen zum Thema Wasserstoff

Die rechtliche Perspektive für die Nutzung, Produktion und Infrastruktur von Wasserstoff in Österreich wird auf zwei Ebenen festgelegt, europäisch und national. Als Mitgliedsstaat der EU muss sich die nationale, österreichische Gesetzgebung an den europäischen Vorgaben orientieren. (Überblick über wesentliche europäische und nationale Rechtsakte: siehe Tabelle 3 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) In beiden Fällen wird die Wasserstoffentwicklung stark von der Zielsetzung Klimaneutralität (Österreich: 2040; EU: 2050) zu erreichen beeinflusst. Dass zahlreiche der gelisteten Initiativen sich noch in Verhandlung befinden bzw. noch nicht veröffentlicht wurden, stellt ein Hindernis für den Hochlauf einer europäischen und nationalen Wasserstoffstrategie dar.

	EU-Ebene	Österreich
Zielsetzungen	„A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe” REPowerEU	“Eine Wasserstoffstrategie für Österreich
Produktionsausbau	Renewable Energy Directive (RED II & RED III) sowie darauf aufbauende delegierte Rechtsakte	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz Erneuerbares-Gas-Gesetz (noch nicht veröffentlicht)
Markt und Netz	Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) 2010, Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011
Mobilität	ReFuelEU Aviation, Alternative Fuel Infrastructure Regulation (AFIR)	Noch keine nationale Umsetzung
Förderung	Europäische Wasserstoffbank	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), Wasserstoffförderungsgesetz
Unterstützende bzw. ergänzende Vorgabe	EU-Taxonomie-Verordnung, Zertifizierung	Umwelt-Verträglichkeits-Prüfung (UVP)

Tabelle 3 - Übersicht Europäischer und österreichischer Initiativen im Wasserstoffbereich

Europäischer Wasserstoff-Rechtsrahmen

A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe

[1, 2]

Mit ihrer Strategie verfolgt die EU das Ziel Wasserstoff in Europa zu nutzen und auszubauen sowie Lücken in der CO₂ freien Energieversorgung (Industrie, Speicherung, Transport in EU) durch Erneuerbare Energieträger zu schließen.

Zur Erreichung dieses Ziels definiert die EU einen Pfad unterteilt in drei Phasen:

Bis Ende von Phase 1 (2020-2024) sollen mindestens 6 GW Elektrolyseurleistung für erneuerbaren Wasserstoff (RH₂) in der EU errichtet werden. Die jährliche Produktion soll zu diesem Zeitpunkt 1 Mio. t. RH₂ erreicht haben. In diesem Zeitraum soll auch die (technologische) Effizienz der Wasserstoffproduktion und Anwendung verbessert werden.

In der zweiten Phase (2025-2030) soll die Produktionskapazität weiter ausgebaut werden auf 40 GW Elektrolyseure in der EU und weiteren 40 GW in EU-Nachbarländern für den Import in die EU. Die jährliche, europäische Produktion soll auf 10 Mio. t. RH₂ ansteigen. Zeitgleich sollen Kosten der Technologien schrittweise wettbewerbsfähig werden.

Ab 2030 (Beginn der dritten Phase) wird erneuerbarer Wasserstoff in großem Maßstab in allen schwer zu dekarbonisierenden Sektoren eingesetzt werden. Markthochlauf und Wettbewerbsfähigkeit wurden erreicht. Der Anteil von RH₂ am Energiemix der EU soll von aktuell < 2% auf 13-14% im Jahr 2050 steigen.

Zeitgleich plant die Strategie Ansätze, um verbraucherseitig die Nachfrage für Wasserstoff anzukurbeln. Der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff soll dabei primär in schwer zu dekarbonisierenden Anwendungen in der Industrie (z.B. chemische und Stahlindustrie) und im Mobilitätsbereich (z.B. Schwerverkehr) geleitet werden.

Weitere Ansätze in der Strategie:

- Einführung EU-weiter Instrumente, um die Klassifizierung von H₂ zu standardisieren
- Regelwerke harmonisieren bzw. schaffen für H₂ (Märkte, Netze, Verbraucher)
- Zur Unterstützung von Investments und Förderoptimierung soll eine European Clean Hydrogen Alliance gegründet werden.

REPowerEU

Die Europäische Kommission hat im Mai 2022 als unmittelbare Reaktion auf den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar 2022 und der daraus folgenden Zerrüttung der Energiemärkte den REPowerEU Plan vorgelegt. Der Plan zielt darauf ab, die Energieabhängigkeit der EU gegenüber Russland möglichst schnell drastisch zu reduzieren. Dazu wurde eine Reihe an kurz-, mittel- und langfristigen Maßnahmen präsentiert, welche den Erdgasverbrauch der EU durch dauerhaft senken sollen. Ein zentrales Handlungsfeld in dem Plan ist ein beschleunigter Ausbau und Einsatz von erneuerbarem und klimaneutralem Wasserstoff.

Durch die Anhebung der Wasserstoffausbauziele bis 2030 auf 20 Mio. Tonnen – wovon 10 Mio. Tonnen in der EU produziert werden sollen und 10 Mio. Tonnen durch Importe aus Drittländern gedeckt werden sollen, sollen insgesamt 27 Milliarden Kubikmeter Erdgas eingespart werden (siehe Abbildung 10). [3]

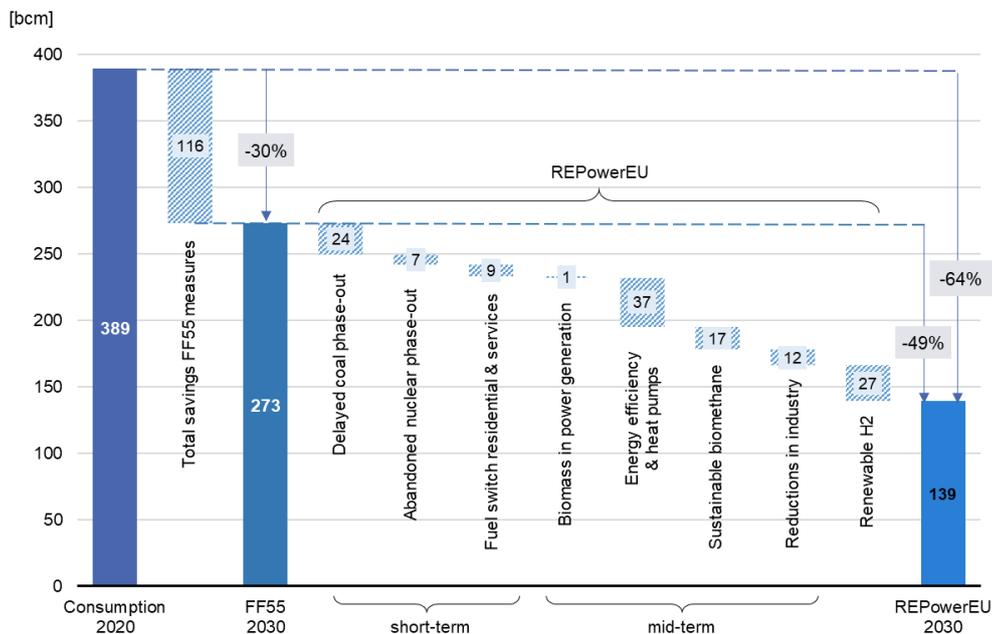


Abbildung 10 - Erdgasreduktions- und Substitutionspotenziale des REPowerEU Plans - Quelle: Eigene Darstellung

Erneuerbare Energie Richtlinie

Mit der Überarbeitung der Erneuerbare Energie Richtlinie von 2009 (Renewable Energy Directive, „RED“) wurde 2018 erstmals Wasserstoff in ein Energielegislator der Europäischen Union integriert. Die Richtlinie 2018/2001, REDII genannt, befasst sich ausschließlich mit erneuerbaren Energieträgern, und umfasst daher nur Maßnahmen, die erneuerbaren Wasserstoff betreffen, der zudem aus anorganischen Energieträgern hergestellt wird. Damit wurde der neue Begriff des „renewable transport fuel of non-biological origin“ (dt.: flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoff für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs) eingeführt, der effektiv erneuerbaren Wasserstoff definiert, der mit erneuerbarem Strom durch Elektrolyseanlagen hergestellt wird. Mit dieser Richtlinie entstanden zentrale Begrifflichkeiten und Konzepte, die aktuell die Diskussion um die Nachhaltigkeit und die Nutzung von (erneuerbaren) Wasserstoff in der EU maßgebend prägen.

Anwendung

Bei der Einführung von erneuerbarem Wasserstoff als Energieträger in die Erneuerbaren Richtlinie war vor allem der Gebrauch von Wasserstoff im Transportsektor, insbesondere für Brennstoffzellenfahrzeuge eine treibende Kraft. Dieser Fokus auf den Transportsektor, mitsamt der kontroversen Diskussion um die Energieeffizienz von Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeugen versus batterieelektrischen Kraftfahrzeugen, findet sich entsprechend in den Rechtsvorschriften betreffend Wasserstoff in der Richtlinie wieder.

Mit der im November 2023 in Kraft getretenen Revision der Erneuerbaren Richtlinie („RED III“) wird der Anwendungsbereich von erneuerbarem Wasserstoff auf den Industriesektor erweitert und damit der allgemeine Begriff „renewable fuel of non-biological origin“ oder „RFNBO“ eingeführt.

Zentrale Rechtsvorschriften zur Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff finden sich in Art. 25 wieder, der die Förderung von erneuerbaren Energien im Transportsektor regelt. Hier wird festgehalten, dass die Treibhausgaseinsparungen beim Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff mindestens 70% betragen müssen, wobei zunächst nicht näher definiert wird gegenüber welchem Vergleichswert die THG-Einsparung gemessen wird. Dazu wird ein nachträglicher Delegierter Rechtsakt verankert, der die Methodologie für die Berechnung der THG-Einsparungen näher definieren soll.

Einsatzquoten

Mit der Erweiterung des Anwendungsbereichs von erneuerbarem Wasserstoff in der REDIII Richtlinie werden erstmals Mindestquoten für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in der Industrie sowie im Transportsektor vorgeschrieben. Die REDIII schreibt für industriell eingesetzten Wasserstoff eine Mindestquote von 42,5% in 2030 und 60% in 2035 vor. Für den Transportsektor wird ein verbindliches, kombiniertes Teilziel von 5,5% für fortgeschrittene Biokraftstoffe und RFNBOs vorgeschrieben, wobei der RFNBO-Anteil mind. 1% betragen muss. Für den Sektor der maritimen Schifffahrt ein fakultatives Ziel von 1,2% angesetzt wird.

Produktionskriterien

Die Kriterien zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff, sowie zu dessen Anrechnung auf die Erneuerbaren Ziele im Verkehrssektor, werden im Artikel 27 der Richtlinie definiert. Hier wird bei den Kriterien unterschieden zwischen der Wasserstoffproduktion durch Strom von einer direkt verbundenen Anlage und durch Strom bezogen vom Netz. Strom der aus einer dezidierten, direkt verbundenen Anlage bezogen wird, kann demnach dann zu 100% als erneuerbar angerechnet werden, wenn die stromproduzierende Anlage nicht mehr als 36 Monate früher als die Elektrolyseanlage in Betrieb genommen wird. Diese Vorschrift wird im allgemeinen Sprachgebrauch als Zusätzlichkeit (oder Adicionalität) von Erneuerbaren bezeichnet. Die Einführung dieser Vorschrift soll darauf abzielen, dass ein hochskalierter Betrieb von Elektrolyseanlagen zum Ausbau von erneuerbaren Energien beiträgt, und nicht bestehende Kapazitäten aus dem Energiesystem für die Herstellung von Wasserstoff herangezogen werden. Hintergrund dieser Forderung ist der Umstand, dass durch eine direkte Elektrifizierung ohne den Umweg der Wasserstoffproduktion, Anwendungen energieeffizienter dekarbonisiert werden können. Des Weiteren, wird für direkt angeschlossene Anlagen gefordert, dass entweder kein Netzanschluss vorhanden ist, oder bewiesen werden kann, dass kein Strom aus dem Netz zum Betrieb des Elektrolyseurs bezogen wird.

Für den Betrieb von Elektrolyseuren mit Netzstrom kann der Strom dann als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn dieser ausschließlich aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde und diese Eigenschaften, sowie „sonstige entsprechende Kriterien“ nachgewiesen werden können.

Dies kann den negativen Effekt haben, dass die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff durch einen zögerlichen Ausbau von zusätzlichen erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten gehemmt wird und sich notwendige praktische Erfahrungen verzögern bzw. Investitionen zurückgehalten werden.

Überarbeiteter Rechtsrahmen des europäischen Gasmarkts

Am 15. Dezember 2021 hat die Europäische Kommission im Rahmen von Fit for 55 "Teil 2" das Gesetzgebungspaket zur Dekarbonisierung des Erdgasmarkts und zur Schaffung eines europäischen Wasserstoffmarkts vorgelegt. Vergleichbar zur Überarbeitung der Regeln für den Strommarkt im EU-Winterpaket sollen damit die Gesetzesgrundlagen für den europäischen Gasmarkt (Gasmarkt-Richtlinie und -Verordnung) angepasst werden. [4]

Im wesentlichen zielt die Überarbeitung der Rechtsakte auf zwei Ziele ab [5, 6]: Erstens soll die Dekarbonisierung des EU-Gasmarkts durch eine erleichterte Integration von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen in den Energiemarkt vorangetrieben und zweitens der Markthochlauf von Wasserstoff inklusive der Entwicklung einer eigenen Infrastruktur ermöglicht werden

Grundsätzlich sieht die EU-Kommission die Nutzung und Entwicklung von erneuerbarem Gas und Wasserstoff als prioritär an. Es wird aber eingeräumt, dass CO₂-armer Wasserstoff und CO₂-arme Gase in der Energiewende eine kurz- bis mittelfristige Rolle spielen werden.

Einigungen in den Trilogverhandlungen wurden Ende 2023 erzielt. Beide Rechtsakte werden voraussichtlich im ersten Quartal 2024 in Kraft treten. Die wesentlichen Verhandlungsergebnisse sind nachfolgend beschrieben. [4]

Integration von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen in den bestehenden Gasmarkt. [5, 6]

Unter anderem definiert das neue Paket erstmals CO₂-arme Gase. Diese müssen Treibhausgasreduzierungen von mindestens 70 Prozent im Vergleich zu fossilen Alternativen erreichen. Weiters ist die Entwicklung eines Zertifizierungssystems für CO₂-arme Gase geplant, um im Wettbewerb die unterschiedlichen Treibhausgas-Fußabdrücke der verschiedenen Gase berücksichtigen zu können. Die Methodik wird in einem eigenen, delegierten Rechtsakt definiert werden. Orientierung soll hierfür das Zertifizierungssystem für erneuerbare Gase im 2021 veröffentlichten Entwurf zur Überarbeitung der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie bieten.

Im Hinblick auf das Blending von Wasserstoff mit Erdgas wird an den grenzüberschreitenden Gashandel eine Beimischung von bis zu 2 Prozent Wasserstoff als Obergrenze festgelegt. Diese Vorgabe stellt keine Beimischungspflicht dar. Innerhalb ihrer nationalen Gebiete dürfen die jeweiligen Mitgliedstaaten aber auch höhere Quoten erlauben.

Entwicklung des notwendigen Rahmens für einen Wasserstoffmarkt [5, 6]

Grundsätzlich folgt der Kommissionsentwurf auch für die Wasserstoffnetze den geltenden Regeln für den Erdgasbinnenmarkt. Um den Hochlauf eines Wasserstoffmarktes zu fördern, wird bis 31.12.2030 mehr Flexibilität ermöglicht u.a. beim Unbundling, der Entflechtung von Energieproduktion und Netzbetrieb, (z.B. für auf eine bestimmte geographische Zone beschränkte, bestehende private Wasserstoffnetze oder bei der Art der Umsetzung des Unbundlings) und dem Netzzugang Dritter. Auch wird unter Vorausset-

zung, dass die verantwortliche Regulierungsbehörde dies genehmigt, eine Querfinanzierung des Wasserstoffnetzausbaus über Netzentgelte des Erdgasnetzes zeitlich begrenzt erlaubt.

Wie für den Gasnetzbetreiber (ENTSO-G) und Stromnetzbetreiber (ENTSO-E) wird es geplant eine eigene, europäische Netzwerkorganisation für Wasserstoffnetzbetreiber geben, das „European Network of Network Operators for Hydrogen“ (ENNOH). Zu den Aufgaben von ENNOH wird z.B. die Ausarbeitung der Marktregeln (Netzkodizes) und die Beteiligung an der Netzplanung gehören. Denn zukünftig soll Wasserstoff neben Gas und Strom in den nationalen Netzentwicklungsplänen sowie dem EU-weiten Zehnjahresnetzentwicklungsplan berücksichtigt werden.

Wasserstoff im Transportsektor: ReFuelEU Aviation und die Verordnung über Infrastruktur für alternative Kraftstoffe („AFIR“)

Als Teil des Fit-for-55 Pakets hat die Kommission zwei weitere wasserstoffrelevante Gesetze überarbeitet, die konkret auf den Einsatz von Wasserstoff im Transportsektor abzielen.

Die REFuelEU Aviation Initiative legt den Rechtsrahmen für den Einsatz von nachhaltigen Flugkraftstoffen in der EU dar und setzt steigende Quoten, die einen Mindestanteil an synthetischen Flugkraftstoffen, welche i.d.R. auf Basis von Wasserstoff hergestellt werden, vorschreiben (2030: 1,2 %, 2035: 5 %, 2040: 10 %, 2045: 15 % 2050: 35 %). [21]

Der zweite erwähnte Rechtsakt zielt auf den Aufbau der notwendigen Infrastruktur für alternative Kraftstoffe im Straßenverkehr ab. Im Fokus hier Strom und Wasserstoff. Die Verordnung über Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) verankert hierfür einen minimalen Ausbau an Wasserstofftankstellen an Europäischen Hauptverkehrsadern: alle 200 km sowie an allen städtischen Knoten müssen bis 2030 Wasserstofftankstellen, die sowohl für die Betankung von PKWs als auch für LKWs geeignet sind, vorhanden sein. [22]

Wasserstoff in der EU-Taxonomie

Die EU-Taxonomie wurde als Klassifizierung für grüne oder nachhaltige Wirtschaftsaktivitäten entwickelt, um Transparenz und eine einheitliche Definition für Nachhaltigkeit und einen Anreiz zu schaffen, Investitionsströme in diese Richtung zu lenken. [7, 8]

Damit eine wirtschaftliche Aktivität (ein Finanzstrom) als nachhaltige gilt, müssen drei Kriterien erfüllt sein [7, 8]:

- sie leistet einen substanziellen Beitrag zum Erreichen von mindestens einem der sechs definierten Umweltzielen (Klimaschutz, Klimawandelanpassung, nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen, Transformation zu einer Kreislaufwirtschaft, Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung, der Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme)
- es kommt nicht zu einer erheblichen Beeinträchtigung eines der anderen Umweltziele
- soziale Mindestkriterien und definierte technischen Bewertungskriterien werden eingehalten.

Unternehmen, die der Pflicht zur Veröffentlichung eines nichtfinanziellen Berichtes unterliegen, müssen ihre taxonomielevanten Informationen, also auch den Anteil nachhaltiger Investitionen, offenlegen. [7, 8]

In delegierten Rechtsakten werden zu den verschiedenen Umweltzielen wirtschaftliche Aktivitäten gelistet, die grundsätzlich taxonomiefähig sind, sowie Technische Screening Kriterien (TSC), die erfüllt sein müssen, damit Taxonomiekonformität gewahrt ist - also keine negativen Auswirkungen auf die anderen Umweltziele zu erwarten sind. Für die Ziele Klimaschutz und Klimawandelanpassung wurde 2021 bereits ein delegierter Rechtsakt veröffentlicht, der seit Jänner 2022 in Kraft ist. [7, 8] Ein weiterer Rechtsakt mit den TSC für die restlichen vier Umweltziele wurde 2023 veröffentlicht und ist auch im selben Jahr in Kraft getreten.

Taxonomiefähige Wirtschaftsaktivitäten im Zusammen mit Wasserstoff umfassen die Produktion von Wasserstoff, die Produktion wasserstoffbasierter Treibstoffe, wie beispielsweise Ammoniak, die Herstellung von Maschinen zur Produktion von Wasserstoff, die Herstellung von Maschinen, die Wasserstoff einsetzen und Stromerzeugung aus erneuerbarem nicht-fossilem Wasserstoff. [9] Beispielsweise gilt für die Wasserstoffproduktion mit einer maximalen Treibhausgasemission von 3 tCO_{2e} pro t H₂ (auf Lebenszyklusbasis), dass er einen Beitrag zum ersten Ziel, Klimaschutz, leistet. [10]

Exkurs: US Inflation Reduction Act

Im August 2022 verabschiedete der Kongress der Vereinigten Staaten ein umfassendes \$370 Mrd. Gesetzesvorhaben, welches durch Steuerreformmaßnahmen in Bereichen wie dem Gesundheitssektor bis hin zur Industrie die – durch den Russischen Angriffskrieg auf die Ukraine angefachte – Inflation bekämpfen soll. Die größte Aufmerksamkeit hat das Paket jedoch mit den historisch größten Investitionsmaßnahmen in den Klimaschutz und saubere Technologien in den USA ausgelöst. Diese umfassen u.a. großzügige Steuergutschriften für die Produktion von sauberem Wasserstoff, wobei diese je nach THG-Emissionsfußabdruck der Produktion abgestuft sind, und direkt an Produzenten ausbezahlt werden. Der Grenzwert für die Qualifikation als „sauberer Wasserstoff“ liegt bei einem relativ hohen Wert von 4kgCO_{2e}/kgH₂, wobei die volle Steuergutschrift ab einem stringentem Emissionsgrenzwert von unter 0.45kgCO_{2e}/kgH₂ gilt (Abstufung siehe Tabelle 4). Die volle Gutschrift hängt zusätzlich an Kriterien bzgl. Beschäftigung und Ausbildung von Fachkräften, fällt jedoch mit einem auszahlbaren Betrag von bis zu \$3/kgH₂ derart großzügig aus, dass Experten für Regionen mit den höchsten Erneuerbaren Potenzialen in den USA sogar negative Nettoproduktionskosten für möglich halten. [11],[12] Entscheidend für die Erreichung der THG-Emissionsschwellen wird die noch ausstehende Methodologie zur Ermittlung des THG-Fußabdrucks der Wasserstoffproduktion, insbesondere die Frage wo die Systemgrenzen für die Berechnung gezogen werden, und wie mit etwaigen Methanvorkettenemissionen umgegangen wird.

Tabelle 4 - Abgestufte Steuergutschriften für die Wasserstoffproduktion in Abhängigkeit des THG-Fußabdrucks

THG-Fußabdruck	Steuergutschrift	
2,5 – 4,0 kgCO _{2e} /kgH ₂	0,60 USD/kgH ₂	20%
1,5 – 2,5 kgCO _{2e} /kgH ₂	0,75 USD/kgH ₂	25%
0,45 – 1,5 kgCO _{2e} /kgH ₂	1,00 USD/kgH ₂	33%
<0,45 kgCO _{2e} /kgH ₂	3,00 USD/kgH ₂	100%

Bereits vor Verabschiedung des Inflation Reduction Acts stelle die USA für zahlreiche Unternehmen eine besonders attraktive Investitionslandschaft dar, nicht zuletzt aufgrund

der niedrigen Energiepreise, als auch wegen regional sehr hohen potentiale für erneuerbare Energien. Mit der Ankündigung von simplen und technologieoffenen Vorgaben für großzügige Förderungen hat sich die Attraktivität des Wirtschaftsstandortes nochmals deutlich gesteigert. In der EU hat das US-Gesetzesvorhaben unter anderem aufgrund der hohen Förderungen, insbesondere jedoch wegen der „local-content“-Vorgaben, welche Europäische Unternehmen im Wettbewerb stark benachteiligen (beispielsweise in der Automobilindustrie), scharfe Reaktionen ausgelöst. [13]

Produktionsstandards und Definitionen für Wasserstoff

Aktuell existieren keine einheitlichen globalen Standards oder Definitionen für die Herkunft bzw. Eigenschaften von „grünem“, „klimaneutralem“, „CO₂-freiem“ oder „erneuerbarem“ Wasserstoff. Damit besteht noch eine wesentliche Hürde für finale Investitionsentscheidungen zahlreicher Projekte, für die Anrechenbar von Importen auf nationale und europäische Ziele und damit den Hochlauf einer internationalen Wasserstoffwirtschaft.

Regulatorische Standards

Auf EU-Ebene wurde 2023 die Methodologie zur Ermittlung des CO₂-Fußabdrucks der Wasserstoffproduktion in einem delegierten Rechtsakt der Erneuerbaren Richtlinie festgelegt. Mit der Definition von „RFNBOs“ (erneuerbarer Wasserstoff) einerseits und CO₂-armer Wasserstoff andererseits unterscheidet die EU-Regulatorik zwischen Wasserstoff verschiedenen Ursprungs bzw. verschiedener Produktionspfade, wobei die einzuhaltenen Grenzwerte bzgl. CO₂-Fußabdruck nicht zwingend voneinander abweichen.

Für die Emissionsgrenzwerte wird in den relevanten Richtlinien ein minimale THG-Reduktionsschwelle von 70% gegenüber einem fossilen Vergleichswert von 94gCO₂e/MJ festgelegt. Für die Berechnung des CO₂-Fussabdrucks von erneuerbarem (strombasierendem) Wasserstoff wird in den vorläufigen Delegierten Rechtsakten der erneuerbaren Richtlinie (RED) eine Methodologie verankert, anhand der die Emissionen für die Wasserstoffproduktion ermittelt werden sollen, welche im folgenden Abschnitt näher erläutert wird. Für die Lebenszyklusanalyse von CO₂-armen Wasserstoff soll ebenfalls eine ähnliche Methodik, verankert in der Gasrichtlinie, folgen.

In den USA hingegen wurde ein technologieneutraler Zugang gewählt (siehe Exkurs: US Inflation Reduction Act), der „sauberen Wasserstoff“ lediglich auf Basis des THG-Fußabdrucks definiert. Abbildung 11 zeigt eine Übersicht verschiedener Wasserstoffproduktionspfade gegenüber den unterschiedlichen Emissionsschwellwerten der EU und US-Regulatorik.

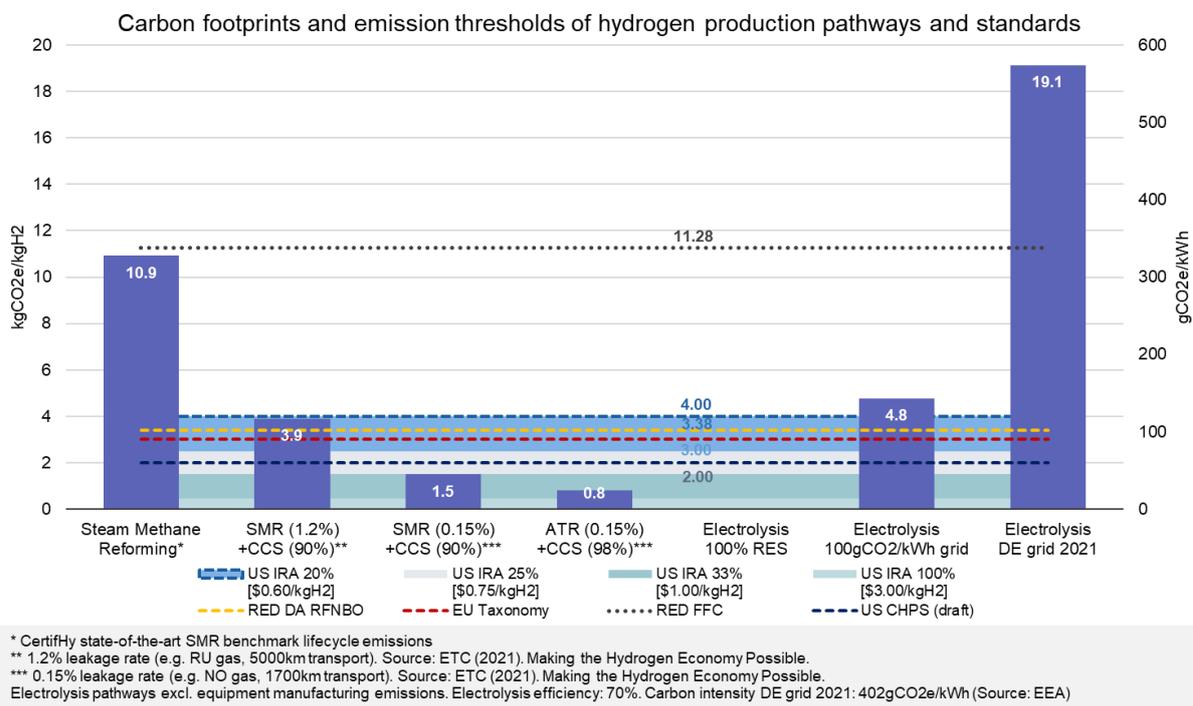


Abbildung 11: CO₂-Fußabdruck verschiedener Wasserstoffproduktionspfade und Emissionsgrenzwerte verschiedener Definitionen und Standards. Quelle: Eigene Darstellung.

Delegierter Rechtsakt zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in der Erneuerbaren Richtlinie

Der delegierte Rechtsakt zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff der EU Erneuerbaren Richtlinie umfasst die genauen Kriterien unter denen Strom, sowohl durch eine direkt verbundene Anlage als auch aus dem Stromnetz, für die Produktion von Wasserstoff als erneuerbar angerechnet werden kann. Die Festlegung der Kriterien für erneuerbaren Strom für die Wasserstoffproduktion war Gegenstand von hitzigen Diskussionen und Verhandlungen zwischen Industrie, Gesetzgeber und weiteren Interessenvertretern. Ein zentrales Prinzip ist die Voraussetzung der Zusätzlichkeit der erneuerbaren Stromproduktion, welche durch einen maximalen Zeitabstand zwischen Inbetriebnahme der stromproduzierenden Anlage und der Wasserstoffproduktionsanlage definiert wird. Dies gilt sowohl für direkt angeschlossene als auch für ans Stromnetz angeschlossene erneuerbare Produktionsanlagen.

Für den Bezug von Stromnetz für die Wasserstoffproduktion wird grundsätzlich ein Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement oder PPA) mit einem erneuerbaren Produzenten vorausgesetzt. Hiervon ausgenommen sind Stromnetze mit einem ausreichend hohen Anteil an erneuerbarer Produktion. Wird der erneuerbare Strom aus dem Netz anhand eines PPA bezogen, gelten zusätzlich zwei weitere Kriterien, welche dafür sorgen sollen, dass ein Betrieb von Elektrolyseuren am Stromnetz keine emissionsintensive Stromproduktion verursacht. Dies soll durch eine zeitliche und räumliche Abstimmung zwischen Stromproduktion und Wasserstoffproduktion sichergestellt werden. Die zeitliche Korrelation, oder „Gleichzeitigkeitsregel“ gilt dabei als besonders kontrovers, da sie einerseits die maximalen „erneuerbaren“ Volllaststunden des Elektrolyseurbetriebs reduziert, im Gegenzug ein Anstieg an Emissionen im Stromnetz durch den zusätzlichen Verbrauch, je nach Granularität, weitgehend verhindert. Die Regulierung schreibt eine

stündliche Bilanzierung zwischen erneuerbarer Stromproduktion und Wasserstoffproduktion einzuführen, die nach einer Übergangsphase bis 2030 eintritt.

Als Kriterium für einen energiesystemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren soll zudem ein Betrieb in Stunden mit sehr niedrigen bzw. negativen Strompreisen und im Fall von Redispatching von Erneuerbaren als vollständig erneuerbar angerechnet werden. Abbildung 12 soll einen vereinfachten Überblick über das durchaus komplexe Regelwerk übermitteln.

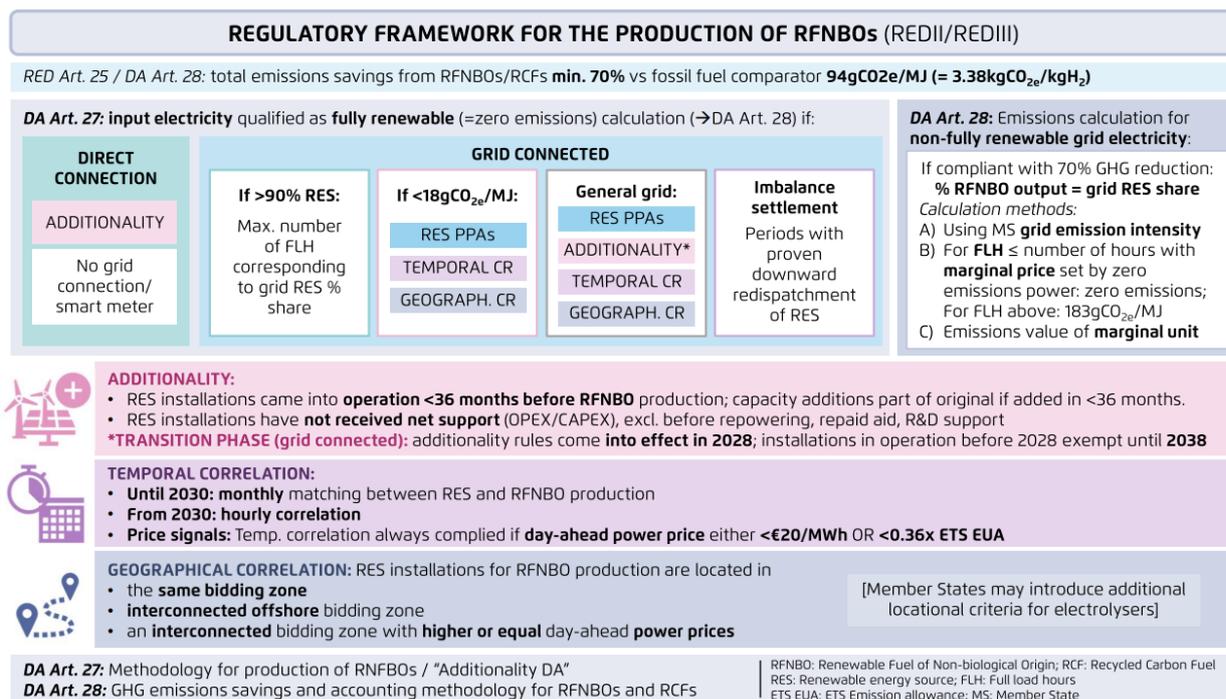


Abbildung 12: Übersicht zur Anrechnung von Strom als vollständig erneuerbar für die Wasserstoffproduktion gem. EK Vorschlag REDII Delegierter Rechtsakt. Eigene Darstellung.

Freiwillige Zertifizierungen und Standards

Abseits der verschiedenen rechtlichen Definitionen für verschiedene Varianten von „grünem“ Wasserstoff in der EU sowie den USA, entstehen zahlreiche unabhängige Standardisierungsinitiativen, welche eine (globale) Harmonisierung von grünem Wasserstoff anstreben. Im Folgenden sollen zwei nennenswerte Beispiele näher betrachtet werden.

CertifHy

CertifHy ist eine von der EU finanzierte Zertifizierungsinitiative, welche ein Blockchain-basiertes System für Wasserstoff-Herkunftsnachweise entwickelt. CertifHy strebt an, sowohl für erneuerbaren (grünen) als auch für fossilen (blauen) Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung Zertifizierungssysteme zu entwickeln. Die Herkunftsnachweise umfassen „well-to-gate“ Emissionen, also Vorkettenemissionen aus der Produktion des Wasserstoffs und Downstream-Emissionen bis hin zum Verbraucher. Die Emissionsgrenzwerte richten sich dabei analog zu EU-Richtlinien an einem fossilen Vergleichswert und einen Mindestreduktionsfaktor, auch wenn dieser bei CertifHy tiefer liegt als derzeit diskutierte Werte im Rahmen der Erneuerbaren Richtlinie. [14]

Green Hydrogen Standard

Der *Green Hydrogen Standard* ist eine Initiative der non-profit *Green Hydrogen Organisation*, die es anstrebt, einen globalen Standard für die Produktion und Handel von erneuerbarem Wasserstoff zu etablieren. Der Standard setzt einen ambitionierten THG-Fußabdruck Grenzwert von 1 kgCO₂/kgH₂ fest, wobei sich dieser Grenzwert ausschließlich auf die Produktion bezieht und Emissionen, die mit dem Transport verbunden sind, hier nicht einberechnet werden. Die Green Hydrogen Organisation geht mit dem Standard jedoch einen Schritt über die reine THG-Betrachtung hinaus, und umfasst breitere Nachhaltigkeits-, Sozial-, und Governance-Kriterien für die Produktion von Wasserstoff.[15]

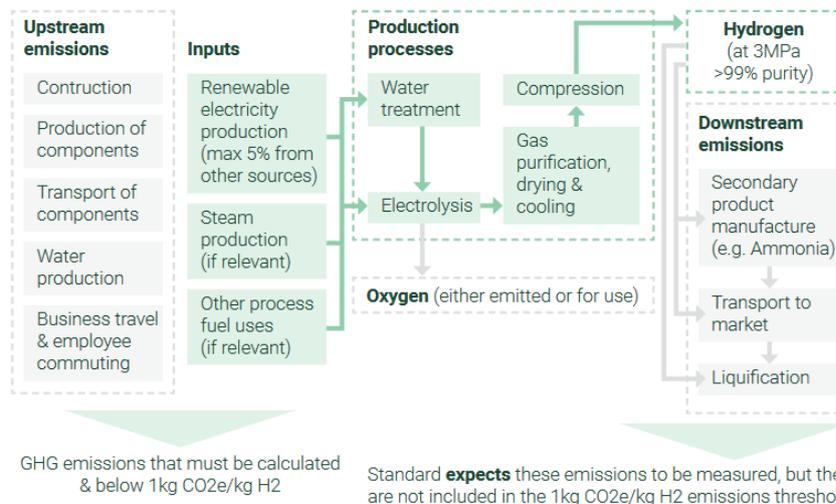


Abbildung 13: Systemgrenzen für die Ermittlung der THG-Emissionsgrenzwerte im Green Hydrogen Standard [15]

Exkurs: Europäische Wasserstoffbank und Wasserstoff-Förderungsgesetz

Erneuerbarer und kohlenstoffarmer Wasserstoff wird in der EU durch eine Reihe an Instrumenten für unterschiedliche Projektphasen gefördert, beispielsweise durch den Innovationsfonds, der innovative Pilotprojekte unterstützt. Mit voranschreitender Forschung und Entwicklung und steigender Anzahl an Pilot- und Demonstrationsprojekten, werden in der nächsten, zentralen Phase des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft weitere Instrumente für den Betrieb kommerzieller Projekte notwendig. Solange die Wettbewerbsfähigkeit mit fossilen Alternativen nicht gegeben ist, und Finanzierungslücken für kapitalintensive, transformative Projekte bestehen, werden Vorreiterprojekte auf Unterstützung angewiesen sein. Daher hatte die Europäische Kommission 2023 die Europäische Wasserstoffbank ins Leben gerufen, welche Finanzierungslücken schließen und Angebot mit Nachfrage verbinden soll.[17]

Die Europäische Wasserstoffbank ist eine Initiative bestehend aus vier Säulen [17]:

1. Schaffung eines EU-Binnenmarktes für grünen Wasserstoff und Förderung der europäischen H₂-Produktion
2. Förderung internationaler Wasserstoff-Importe in die EU
3. Schaffung von Transparenz und Koordination

4. Optimierung der bestehenden Europäischen und internationalen Finanzierungsinstrumente

Ein Überblick über das geplante Zusammenspiel der vier Säulen der Europäischen Wasserstoffbank ist in Abbildung 14 dargestellt.



Abbildung 14: Die vier Teilbereiche der Europäischen Wasserstoffbank. Quelle: EK [17]

Auf europäischer Ebene läuft von 23. November 2023 bis 08. Februar 2024 die erste Ausschreibung zu Säule 1 (Förderung europäischer Wasserstoffproduktion) der Europäischen Wasserstoffbank (European Hydrogen Bank, EHB). [18] Hierfür hat die Europäische Kommission 800 Mio. € aus den Mitteln des EU-Innovationsfonds zur Verfügung gestellt. Die Förderung wird an die Projekte gereiht nach Kosteneffizienz als fixe Prämie pro kg Wasserstoff über 10 Jahre vergeben. [19]

Alle Mitgliedstaaten haben die Möglichkeit zusätzlich eigene, nationale Mittel für diese Auktionen bereitzustellen. Für die Fördervergabe könnten dann die europäischen Auktionsstrukturen mitgenutzt werden, aber nur Projekte aus dem Mitgliedstaat, der die Mittel zur Verfügung gestellt hat, können einen Zuschlag erhalten. Auf österreichischer Ebene möchte man diese Möglichkeit bei zukünftigen Ausschreibungen nutzen. Laut BMK wird dafür ein Wasserstoff-Förderungsgesetz vorbereitet. Bis dato liegt allerdings noch kein Gesetzesentwurf vor. [20]

Literatur Kapitel Europäischer Wasserstoff-Rechtsrahmen

[1] [EUR-Lex - 52020DC0301 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

[2] [A HYDROGEN STRATEGY FOR A CLIMATE-NEUTRAL EUROPE - SCHP ČR](#)

[3] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_22_3131

- [4] Rat der EU (8.12.2023): Gaspaket: Rat und Parlament erzielen Einigung zum Wasserstoff- und Gasmarkt der Zukunft. Pressemitteilung. <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/12/08/gas-package-council-and-parliament-reach-deal-on-future-hydrogen-and-gas-market/> (10.01.2024).
- [5] Rat der EU (2023): Vorläufige Einigung zum: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen (recast) Brüssel. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16516-2023-INIT/en/pdf> (10.01.2024).
- [6] Rat der EU (2023): Vorläufige Einigung zum: Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast). Brüssel. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16522-2023-INIT/en/pdf> (10.01.2024)
- [7] Europäische Kommission (s.a.): EU taxonomy for sustainable activities. Brüssel: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_de
- [8] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (s.a.): EU-Taxonomie-Verordnung. Wien: <https://www.bmk.gv.at/green-finance/finanzen/eu-strategie/eu-taxonomie-vo.html>
- [9] Kettlewell, W.-J. (2021): What Does the EU Taxonomy Mean for the Hydrogen Industry? In: Insight. Baker McKenzie. Brüssel: <https://www.bakermckenzie.com/en/insight/publications/2021/05/eu-taxonomy-hydrogen-industry>
- [10] Europäische Kommission (s.a.): EU Taxonomy Compass. Manufacture of hydrogen. Brüssel: https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/activities/activity_en.htm?reference=3.10
- [11] <https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/>
- [12] <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/092922-us-green-hydrogen-costs-to-reach-sub-zero-under-ira-longer-term-price-impacts-remain-uncertain>
- [13] Siehe Rede von EK Präsidentin von der Leyen: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPE-ECH_23_232.
- [14] <https://www.certify.eu/>
- [15] <https://gh2.org/our-initiatives/gh2-green-hydrogen-standard>
- [16] <https://gh2.org/our-initiatives/gh2-green-hydrogen-standard>
- [17] Europäische Kommission (2023): MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN über die Europäische Wasserstoffbank. Brüssel: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52023DC0156> (Abgefragt am 10.01.2024)
- [18] Innovation Fund 2023 Auction - RFNBO Hydrogen <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/innovfund-2023-auc-rfnbo-hydrogen> (Abgefragt am 10.01.2024)
- [19] Europäische Kommission, DG Climate (2023): Innovation Fund Auction. Terms and Conditions. Brüssel: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2023-08/innovationfund_pilotauction_termsandconditions_en.pdf (Abgefragt am 10.01.2024)
- [20] Energie & Management GmbH (17.10. 2023): Wasserstoff-Förderungsgesetz in der Planung. Wien: <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/politik/detail/wasserstoff-foerderungsgesetz-in-der-planung-198013> (Abgefragt am 10.01.2024)
- [21] Regulation (EU) 2023/2405 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 on ensuring a level playing field for sustainable air transport (ReFuelEU Aviation). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:12016E100> (Abgefragt am 10.01.2024)
- [22] Regulation (EU) 2023/1804 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:12016E091> (Abgefragt am 10.01.2024)

Nationaler Wasserstoff-Rechtsrahmen

„Eine Wasserstoffstrategie für Österreich“

Am 02. Juni 2022 wurde die nationale Wasserstoffstrategie „Eine Wasserstoffstrategie für Österreich“ präsentiert. Aus dem Leitbild der Strategie wird deutlich, dass sie an erster Stelle als Beitrag zum österreichischen Ziel, Klimaneutralität 2040 zu erreichen, gesehen wird. Für eine vollständige Dekarbonisierung von Österreich geht die Strategie davon aus, dass je nach betrachtetem Szenario zwischen 89 und 138 TWh klimaneutralen oder erneuerbaren Gas benötigt wird. Der Bedarf kann durch Biomethan oder Wasserstoff gedeckt werden. Der angenommene Wasserstoffbedarf liegt bei 67 bis 75 TWh. Vergleicht man diese Mengen mit dem Ausbaubedarf nur im Strombereich (27 TWh notwendiger Zubau im Bereich erneuerbarer Strom), zeigt sich deutlich, dass eine ausschließlich nationale Deckung dieser Menge unwahrscheinlich ist. [1]

Basierend auf die Inhalte von Leitbild und Zielen der Strategie, lassen sich folgende Schwerpunkte zusammenfassen [1]:

- Im Gegensatz zur Strategie der europäischen Kommission, die Ziele nur für grünen Wasserstoff setzt, legt die nationale Strategie den Fokus auf klimaneutralen Wasserstoff. Dies umfasst z.B. auch Wasserstoff, welcher aus fossilen Quellen, aber mit Carbon Capture and Storage hergestellt wurde.
- Bis 2030 möchte man...
 - ... 1 GWh Elektrolysekapazität aufbauen
 - ... weitestgehend in der energieintensiven Industrie genutzten, fossilen Wasserstoff durch klimaneutralen ersetzen.
- Da davon ausgegangen wird, dass klimaneutraler Wasserstoff ein knappes Gut sein wird, soll der Einsatz effizient, kosteneffektiv und auf bestimmte, schwer zu dekarbonisierende Bereiche fokussiert erfolgen. Primäre soll der Wasserstoff in der Industrie (z.B. Chemie (stofflicher Einsatz), Stahl, ...) im Flug- und Schiffsverkehr und im Spitzenlastausgleich genutzt werden. Ein Einsatz im Bereich Raumwärme oder Raumklima wird als ineffizient gesehen.
- Transformation des Energiesystems
 - Wasserstoffproduktion soll als integraler Bestandteil des Energiesystems etabliert werden (z. B. für den Spitzenlastausgleich).
 - Infrastrukturentwicklung hin zu einer geeigneten Wasserstoffinfrastruktur
- Aufbau von Unterstützungen für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff.
- Aufbau von Partnerschaften mit anderen Ländern.

Die praktische Umsetzung soll in acht Aktionsfelder erfolgen, denen Maßnahmen (Ankündigungen) zugeordnet wurden. Sieben der Felder haben einen nationalen Fokus, das achte setzt Schwerpunkte für österreichische Aktivitäten auf EU- und internationaler Ebene. Die rechtliche und praktische Ausgestaltung und Umsetzung der Strategie erfolgt in mehreren Rechtsakten (z.B. EAG, EGG,..), die teilweise noch umgesetzt werden müssen. [1]

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket – EAG-Paket

Das EAG-Paket wurde im Nationalrat nach einem jahrelangen Entstehungsprozess beschlossen. Trotz zum Teil anderer Erwartungen enthält das EAG-Paket nur erste Ansätze zum Wasserstoff. [2] Das Paket umfasst das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010 sowie Anpassungen des Gaswirtschaftsgesetzes 2011.

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) regelt unter anderem die Voraussetzungen für die Förderung der Erzeugung von Wasserstoff, der aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen wird. [3] Gegenstand der Förderung ist dabei insbesondere der Bereich der Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff durch Investitionszuschüsse. [3]

In der Zielbestimmung des EAG wird zwar auch festgelegt, dass es ein Ziel des EAG ist, die Anwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Schlüsselement zur Sektorkopplung und –integration zu forcieren. [3] Im Gegensatz zu den konkreten Ausbauzielen für Erneuerbaren Strom (bis 2030 eine mengenwirksame Steigerung um 27 TWh, davon 11 TWh PV, 10 TWh Wind, 5 TWh Wasserkraft und 1 TWh Biomasse) enthält das EAG keine konkreten Ausbauziele für die erneuerbare Wasserstoffproduktion.

Das EAG regelt im 3. Teil „Erneuerbares Gas“ die allgemeinen Rahmenbedingungen für Investitionszuschüsse für Anlagen zur Produktion von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas. Dabei kann die Errichtung einer Anlage zur Synthese von Wasserstoff oder synthetischem Gas mit einer Mindestleistung von grundsätzlich 1 MW durch einen Investitionszuschuss gefördert werden, wenn die Anlage ausschließlich zur Produktion von erneuerbaren Gasen genutzt wird und ausschließlich erneuerbare Elektrizität bezieht. Eine Förderung von Anlagen, die gemäß des neu eingeführten § 22a EIWOG 2010 von Netzbetreibern errichtet und betrieben werden oder Wasserstoff zu Erdgas im öffentlichen Gasnetz beimengen, ist hingegen ausgeschlossen. [4] Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse nach § 62 Abs 1 und § 62 Abs 5 EAG betragen im Allgemeinen 40 Millionen Euro. Die Höhe des Investitionszuschusses darf grundsätzlich nicht mehr als 45% der umweltrelevanten Mehrkosten betragen. [3]

Die Vergabekriterien für Investitionszuschüsse müssen per Verordnung konkret festgelegt werden. Der Fokus liege hierbei auf Anlagen im Bereich der industriellen Nutzung, die den Einsatz fossiler Rohstoffe verringern und klimapolitisch vorteilhaft sind. Andere Anwendungen im Bereich des Verkehrs oder der Speichernutzung haben der industriellen Nutzung gegenüber den Nachrang. Abschließend wird in den Erläuterungen dazu noch festgehalten, dass der Bereich der Gebäudekonditionierung kein bedeutsamer Teil der Fördermaßnahmen ist. [5]

Die in den Erläuterungen angesprochene konkrete Festlegung der Vergabekriterien für Investitionszuschüsse per Verordnung ist bis dato nicht erfolgt. Auch ein Verordnungsentwurf wurde bis jetzt nicht in Begutachtung geschickt. Mangels Verordnung für die Gewährung von Investitionszuschüssen können zurzeit keine Förderungen nach § 62 EAG abgewickelt werden.

Abgesehen von der grundsätzlichen Möglichkeit der Gewährung von Investitionszuschüssen ermöglicht das EAG in unter näheren Voraussetzungen Ausnahmen oder Ermäßigungen für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas von der Erneuerbaren-Förderpauschale bzw. des Erneuerbaren-Förderbeitrags.

Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)

Das EIWOG 2010 wurde unter anderem im Rahmen des EAG-Pakets novelliert um das Eigentum von Netzbetreibern an Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas sowie der Errichtung, Verwaltung und des Betriebs solcher Anlagen durch Netzbetreiber zu ermöglichen. [5] Voraussetzung hierfür ist, dass

1. die Anlage eine Leistung von höchstens 50 MW aufweist,
2. bei der Planung einer solchen Anlage sichergestellt wird, dass bei der Standortwahl der Aspekt der Sektorkopplung und Sektorintegration berücksichtigt wird und die Anlage in der Lage ist, den produzierten Wasserstoff oder das produzierte synthetische Gas ebenso in Reinform abzugeben, und
3. es sich um eine vollständig integrierte Netzkomponente handelt und eine Genehmigung der Regulierungsbehörde vorliegt oder die Bedingungen von § 22a Abs 3 EIWOG 2010 erfüllt sind. [4]

Weiters sieht EIWOG 2010 auch neue Vorgaben im Zusammenhang mit Wasserstoff vor. Es wird eine temporäre Befreiung von Netzentgelten für Konversionsanlagen, die Strom in Wasserstoff umwandeln vorgesehen. [5] Nach dieser Bestimmung haben Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas ab Inbetriebnahme für 15 Jahre keine der für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten, sofern die jeweilige Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist. Diese Befreiung wird in den Erläuterungen damit begründet, dass Pumpspeicherkraftwerke und ähnlich auch Konversionsanlagen, die Strom in Wasserstoff umwandeln, im Sinne der Funktion als Speicher anzusehen sind und daher Flexibilität am von volatilen erneuerbaren Energieträgern geprägten Strommarkt zur Verfügung stellen. [5]

Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)

Im GWG 2011 wurde im Rahmen des EAG-Pakets zur Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasleitungsanlagen eine Verordnungsermächtigung vorgesehen, sodass die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort einen Maximalwert für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungsanlagen festlegen kann. [6]

UVP-Pflicht von Power-to-Gas-Anlagen

Von zentraler Bedeutung bei der Errichtung einer Power-to-Gas-Anlage ist die Frage, ob ein Projekt UVP(Umweltverträglichkeits)-pflichtig ist oder nach den materienrechtlichen Genehmigungstatbeständen bewilligt werden kann. [7]

UVP-Pflicht für die Herstellung und Lagerung von Wasserstoff

Die Genehmigung von Power-to-Gas-Anlagen kann unter die UVP-Pflicht nach dem UVP-Gesetz (UVP-G 2000) fallen. Für die Anwendbarkeit des UVP-Regimes sind unter anderem die Schwellenwerte nach UVP-G 2000 zu prüfen. Das UVP-G 2000 sieht unterschiedliche Schwellenwerte für die Herstellung bzw. Lagerung von Wasserstoff vor.

UVP-pflichtig sind Anlagen, in denen durch chemische Umwandlung Wasserstoff im Umfang von 150.000 t/a erzeugt werden kann (bzw. 75.000 t/a, wenn sich die Anlage in bestimmten Schutzgebieten befindet). Weiters ist ein Schwellenwert bei Lagerung von

Erdgas bzw. anderen brennbaren Gasen (z. B. Wasserstoff oder Methan, laut UVP-Rundschreiben 2015) in Behältern über 200.000 m³ (bezogen auf 0° C, 1,013 hPa) vor. Dieser Schwellenwert ist aufgrund der verhältnismäßig geringen Dichte von Wasserstoff relativ niedrig – 200.000 m³ [bezogen auf 0° C, 1,013 hPa] entsprechen bei Wasserstoff weniger als 17 t. Außerdem müssen Lagerkapazitäten unterschiedlicher Gase zusammengerechnet werden. [7]

Exkurs: Wasserstoffproduktion und UVP-G-Novelle 2023

Im Rahmen der UVP-G-Novelle 2023 (in Kraft getreten am 23.3.2023) wurden verfahrensbeschleunigenden Erleichterungen für „Vorhaben der Energiewende“ eingeführt. Diese Erleichterungen sehen unter anderem vor, dass Vorhaben der Energiewende von „übergeordnetem öffentlichen Interesse“ sind. Es werden einige Vorhaben der Energiewende im neuen UVP-G genauer definiert [8], allerdings fehlt in den begleitenden Erläuterungen der Verweis auf die Wasserstoffproduktion, obwohl erneuerbare Energie aus Wasserstoff unter die Definition für erneuerbare Energie des EAG fallen würde. [9] Es werden allerdings explizit „Anlagen zur Erzeugung, Speicherung oder Leitung erneuerbarer Energien“ genannt, daher ist davon auszugehen, dass Projekte zur Erzeugung, Speicherung oder Leitung von grünem Wasserstoff auch von den Erleichterungen profitieren können, was eine verkürzte Verfahrensdauer und mehr Sicherheit für Investoren bringen könnte.

UVP-Pflicht aufgrund anderer Tatbestände

Power-to-Gas-Anlagen und damit unter Umständen im Zusammenhang stehende Tätigkeiten können auch aufgrund anderer nicht im Hinblick auf die Herstellung von Wasserstoff spezifischen Schwellenwerte UVP-pflichtig sein. Das betrifft etwa, Anlagen zur Herstellung von Biotreibstoffen, Anlagen zum Transport von Gasen, Power-to-X-Anlagen zur Rückverstromung, sofern für die Rückverstromung keine Brennstoffzellen, sondern Feuerungsanlagen eingesetzt werden sollen. [7]

UVP-Pflicht aufgrund des Vorliegens eines integrierten chemischen Werkes

Abhängig von der konkreten näheren Ausgestaltung einer Power-to-Gas-Anlage könnte diese UVP-pflichtig sein, wenn ein sogenanntes integriertes chemisches Werk vorliegt. Dieses ist UVP-pflichtig, wenn folgende Voraussetzungen vorliegen:

- eine Mehrheit von (Einzel-)Anlagen,
- in denen Stoffe durch chemische Umwandlung (und nicht durch physikalische Prozesse),
- in anhand der Produktionskapazität zu bestimmendem, industriellem Maßstab erzeugt werden und
- die in einem Verbund in funktioneller Hinsicht stehen. [10]

Elektrolytisch Verfahren zählen laut Anhang des UVP-Gesetzes explizit als Fälle der "Herstellung von Stoffen durch chemische Umwandlung". [7, 12] Wenn mehrere Elektrolyseure an einem Standort eingesetzt werden, ist trotzdem damit noch kein funktioneller Verbund begründet. [7] Denn die Elektrolyseure dienen demselben chemischen Umwandlungsprozess. Wenn aber zum Beispiel ist einem Chemiapark ein chemischer Grundstoff hergestellt wird (z. B. Ammoniak) und aus diesem vor Ort dann noch ein oder mehrere weitere Produkte (z. B. Harnstoff, Salpetersäure), dann ist dieser als integriertes chemisches Werk zu sehen und unterliegt daher der UVP-Pflicht. [11]

Eine Power-to-X-Anlage, die neben der Herstellung von Stoffen durch chemische Umwandlung auch der Erzeugung von Wärme oder Kälte dient, wäre kein "integriertes chemisches Werk", weil in den Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Kälte physikalische und keine (weiteren) chemischen Prozesse stattfinden. [7]

Wird jedoch beispielsweise eine Power-to-Gas-Anlage in weiterer Folge um eine Anlage zur industriellen Herstellung anderer Stoffe durch ein anderes Verfahren erweitert und werden die unterschiedlichen Anlagen in einen Verbund in funktioneller Hinsicht gestellt, ist diese Neuerrichtung UVP-pflichtig. [7]

Exkurs: Seveso-III-Anlage

Bei der Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff kann unter Umständen eine Seveso-III-Anlage vorliegen. Dabei handelt es sich um Anlagen, von denen im Falle von Unfällen ein besonderes Risiko ausgehen kann. Falls eine Seveso-III-Anlage vorliegt, hat dies auch auf der Ebene der Raumplanung einzufließen.

Für die Beurteilung, ob eine Seveso-III-Anlage vorliegt, liegt der Schwellenwert für Wasserstoff grundsätzlich bei einer Höchstmenge von 5 t je Betrieb [13]. Falls die Mengenschwelle nicht erreicht wird, gibt es außerdem Additionsregeln, die zu beachten sind, sofern mehrere gefährliche Stoffe vorhanden sind (z. B. an einem Industriestandort). Die Additionsregeln sind auch dann zu prüfen, wenn ein bestehender Betriebsstandort um eine Power-to-Gas-Anlage erweitert werden soll.

Es wird weiters unterschieden zwischen Betrieben der unteren Klasse (Mengenschwelle für Wasserstoff 5 t) und Betrieben der oberen Klasse (Mengenschwelle für Wasserstoff 50 t). [13] Für Betriebe der oberen Klasse gelten z. T. noch strengere Vorschriften als für Betriebe der unteren Klasse. [13]

Sofern eine Seveso-III-Anlage vorliegt, ist auf Ebene der Raumordnung die Wahrung eines angemessenen Sicherheitsabstands sicherzustellen [14, 15], außerdem kommt Abschnitt 8a der GewO zur Anwendung, die etwa das Erfordernis eines Sicherheitskonzepts umfasst [13]; darüber hinaus finden sich auch auf Landesebene Vorgaben für Seveso-Betriebe [16].

Literatur Kapitel Nationaler Wasserstoff-Rechtsrahmen:

[4] Europäische Kommission (2021): Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff. Brüssel. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52021PC0803>

[1] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2022): Wasserstoffstrategie für Österreich. Wien. https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:0eb2f307-1e4d-41b1-bfd8-22918816eb1b/BMK_Wasserstoffstrategie_DE_UA_final.pdf

[2] Selenic, Hydrogen law, regulations & strategy in Austria <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/austria>, abgerufen am 31.08.2022

[3] Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG): <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>

[4] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) 2010: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>

[5] Erläuterungen zum EAG-Regierungsentwurf

https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/733/fname_933186.pdf

[6] Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011 <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007523>

[7] Cudlik, Ist das österreichische Anlagenrecht reif für Power-to-X-Anlagen?, RdU-UT 2020/14, 59 (64).

[8] Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000 <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10010767>

[9] Ministerialentwurf Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVP) 2000, Erläuterungen https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/220/fname_1463061.pdf

[10] Bergthaler in Ennöckl/Raschauer/Bergthaler, UVP-G3 Anh 1

[11] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2015) Rundschreiben zur Durchführung des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVP-G 2000) (Stand Juni 2015) GZ BMLFUW-UW.1.4.2/0052-I/1/2015 vom 10.7.2015

[12] Kreeft, European Legislative and Regulatory Framework on Power-to-Gas 71

[13] Gewerbeordnung 1994: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10007517>

[14] Bundesländer-Arbeitskreis (BLAK) Seveso „Empfehlung“ <https://www.umwelt.steiermark.at/cms/beitrag/10899190/28322874/> , abgerufen am 01.09.2022

[15] Steiermärkisches Raumordnungsgesetz 2010 <https://www.jusline.at/gesetz/strog>

[16] Steiermärkischen Seveso-Betriebe Gesetz 2017 https://www.jusline.at/gesetz/stsbg_2017

Schlussfolgerungen und Ausblick

Im Zuge der Recherchen und informellen Diskussionen im Rahmen dieser Arbeit hat sich gezeigt, welche prominente Rolle Wasserstoff im Diskurs zur Energiewende und zur Zukunft der europäischen Industrie einnimmt. Aus der Analyse der derzeitigen Entwicklungen im Bereich Wasserstoff lassen sich aus Sicht der AutorInnen folgende Schlussfolgerungen und Ausblicke für die Zukunft des Sektors ziehen.

- 1. Erneuerbarer Wasserstoff-wirtschaft steht noch ganz am Anfang ihrer Entwicklung. Aufgrund der erst langsam entstehenden Produktionskapazitäten ist ein breiterflächiger Einsatz (zumindest kurz- und mittelfristig) nicht zu erwarten.**

Wie im Text aufgezeigt gibt es eine breite Diskussion und politische Entwicklung, sowohl national als auch europäisch und global rund um das Thema Wasserstoff. Wasserstoff gilt als Hoffnungsträger der Energiewende. Vor diesem Hintergrund muss aber betont werden, dass sich die klimaneutraler und auch erneuerbare Wasserstoffwirtschaft noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befinden. Aktuelle Produktionskapazitäten wie auch notwendige Infrastruktur sind noch überschaubar und ein größerer Roll-out wird noch mit erheblicher Herausforderung einhergehen und auch Zeit sowie Investitionen benötigen. Eine breite Anwendung über alle Sektoren hinweg scheint zumindest kurz- bis mittelfristig nicht wahrscheinlich. Daher wird er zu Beginn besonders in Bereichen, wo es wenige Alternativen gibt, angewendet werden, allen voran die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie und die Stahlherstellung. Zusätzlich besteht weitgehend ein Konsens zur Bedeutung von Wasserstoff für den Stromsektor und Energielangzeitspeicher. Auch im Schwerverkehr kann er eine sinnvolle Rolle spielen.

- 2. Die regulatorischen Rahmenbedingungen und die Standardisierung von erneuerbarem bzw. CO₂-armen Wasserstoff befinden sich noch in einer frühen Entwicklungsphase**

Die EU kann bei der Entwicklung des regulatorischen Rahmenwerks für Wasserstoff als Vorreiter angesehen werden. Mit der Festlegung eines komplexen Regelwerks für die Qualifizierung von erneuerbarem Wasserstoff wurde ein wichtiger Schritt gesetzt, um die Dekarbonisierung mit Wasserstoff zu ermöglichen. Weitere Rechtsakte und Normen sind bereits in Fertigstellung oder beschlossen. Mit der Einführung der EU-Wasserstoffbank wurde ein dezidiertes Förderinstrument geschaffen, welches die Lücke zwischen Produktionskosten und Nachfragepreisen schließen soll. Im Gaspaket werden die Marktregeln für zukünftige Wasserstoffnetze festgelegt und Wasserstoffleitungen finden ihren Platz im Netzentwicklungsplan. Allerdings gibt es noch einige Lücken, die geschlossen werden müssten. Dies gilt besonders für den grenzüberschreitenden Handel. Aufgrund der unterschiedlichen parallelen Entwicklungen wird es auf absehbare Zeit nur schwer zu international anerkannten Standards für Wasserstoff kommen, wodurch der internationale Handel erschwert wird.

Auf österreichischer Ebene gilt es möglichst schnell die europäischen Vorgaben in nationales Recht zu überführen und auch etwaige Lücken, die die rasche Ausrollung einer Wasserstoffwirtschaft (z.B. fehlende Verfahrensbeschleunigung, fehlende Förder-Verordnung zu EAG-Investitionsförderung, ...) zu schließen.

Auch international gibt es noch Lücken. Die Regelwerke zur Definition von erneuerbarem Wasserstoff in den USA sind jedoch aktuell noch in Diskussion, und könnten sich möglicherweise an dem Vorbild der EU orientieren.

Die europäische Antwort auf internationale Entwicklungen – allen voran auf den US Inflation Reduction Act – wird maßgebend für den Hochlauf der europäischen Wasserstoffwirtschaft sein. Mit der Ankündigung eines „Net-zero Industry Acts“ im Januar 2023 setzt die Europäische Kommission die Weichenstellungen für ein umfassendes Paket, welches die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie unter anderem durch vereinfachte Beihilferegeln, Genehmigungsverfahren und durch steuerliche Begünstigungen sicherstellen soll.

3. Wasserstoffimporte werden für die EU, und insbesondere für Länder wie Österreich eine wichtige Rolle spielen. Mittelfristig ist jedoch eher mit Importen über Pipelines, als mit einem skalierten globalen Handel von Wasserstoff zu rechnen.

Sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene ist man sich einig, dass Wasserstoffimporte in Zukunft eine wichtige Rolle spielen werden. Als flächenmäßig kleines Binnenland mit hoher Industriequote, wird Österreich sich nicht im Alleingang mit Wasserstoff versorgen können, daher wird aktiv an regionalen Kooperationen gearbeitet, welche eine Versorgung aus Regionen mit hohen Potentialen für Erneuerbare ermöglichen können. Die technischen Herausforderungen für den Langstreckentransport von reinem Wasserstoff und auch wirtschaftliche Überlegungen lassen jedoch einen globalen Handel, vergleichbar mit dem LNG-Handel, auf kurze Sicht unwahrscheinlich erscheinen. Importe über Pipelines benötigen allerdings Zeit und Investitionen, um die vorhandene Gasinfrastruktur umzurüsten bzw. die Netze auszubauen. (Stichwort European Hydrogen Backbone). Bis diese Infrastruktur verfügbar ist, wird der Wasserstoffhandel voraussichtlich in Form von leichter zu transportierenden Derivaten oder mit Wasserstoff hergestellten industriellen Erzeugnissen stattfinden.

4. Wasserstoff gewinnt zunehmend an Bedeutung als Element der Wettbewerbsfähigkeit und der Versorgungssicherheit

Die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft wird in vielen Hinsichten die industrielle Landschaft der Zukunft prägen. Das technologische Wettrennen zwischen Europa, China und den USA um die Führungsrolle in maßgebenden Technologien, allen voran die Entwicklung von Elektrolyseuren, ist bereits voll im Gange. Während europäische Entwickler und Hersteller einen technologischen Vorsprung in hocheffizienten und flexiblen PEM-Elektrolyseuren vorweisen können, sind die niedrigen Investitionskosten von etablierten chinesischen alkalischen Elektrolyseuren außer Reichweite für Europäische Unternehmen. Die Rolle Europas als führender Technologielieferant in dieser neuen Wasserstoffwirtschaft wird sich in den kommenden Jahren entscheiden, jedoch gilt es aus vergangenen Erkenntnissen, beispielsweise aus der Entwicklung der europäischen Photovoltaikindust-

rie, die richtigen Schlüsse zu ziehen. Dieser intensive globale Wettbewerb in der Forschung und Entwicklung von Wasserstofftechnologien zeigt sich bereits in den signifikanten technologischen Fortschritten, insbesondere bei der Effizienz, Flexibilität und in den Kosten von Elektrolyseuren.

Spätestens seit den schweren Störungen im Energiesystem ausgelöst durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine kommt Wasserstoff zudem eine neue Bedeutung als Element der Versorgungssicherheit hinzu.

5. Zahlreiche Fragen müssen für den erfolgreichen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft noch geklärt werden.

Wenn Wasserstoff auf dem Weg zur Dekarbonisierung eine Rolle spielen soll, wird es notwendig sein, zahlreiche noch offene Fragen zu beantworten. Man muss u. a. abwägen zwischen der ausreichenden Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff z.B. für die Transformation der Industrie, möglicher zusätzlicher THG-Emissionen durch einen Ausbau von Wasserstoffproduktion, wenn nicht ausreichen klimaneutraler Strom sichergestellt werden kann.

Wie könnte außerdem Investitionssicherheit gewährt werden können? Denn durch Verzögerung des Wasserstoffausbaus und regulatorische Unsicherheit ist keine gegeben, um die notwendigen Investitionen für die Umstellung CO₂ intensiver Prozesse zu tätigen. Wenn diese Entscheidungen aber nicht Entscheidungen nicht getroffen werden können, riskiert man langfristige, tlw. jahrzehntelange Lock-in Effekte durch natürliche Investitionszyklen, die zu Reinvestitionen in fossile Technologien führen können.

Beim Punkt Infrastruktur stellt sich auch unter Berücksichtigung der sozialen Gerechtigkeit die Frage, wie die Kosten für Infrastruktur verteilt werden sollen, besonders wenn auch länderübergreifend gehandelt wird? Sollte es eine europaweite Koordinierung und Finanzierung des Ausbaus geben?

Und die Kostenfrage führt weiter zu Überlegungen im Hinblick auf die Gestaltung des Marktes und mögliche staatliche Lenkungen. Denn intensiv diskutiert wird auch immer noch die Frage, wo und wie Wasserstoff eingesetzt werden soll. Einerseits wird Wasserstoff voraussichtlich zumindest mittelfristig nur begrenzt zur Verfügung stehen und sollte daher in die Bereiche gelenkt werden, wo man nicht oder nur schwer auf andere nicht-fossile Alternativen umsteigen kann. Auf der anderen Seite kann eine hohe Nachfrage z.B. auch im Wärme- und breiteren Verkehrsbereich, den Angebotshochlauf beschleunigen und langfristig zum Sinken der Preise und zur Finanzierung der notwendigen Infrastruktur führen.

Die erwähnten Punkte und offenen Fragen zeigen, dass zügig weitergearbeitet werden muss, um Fortschritte zu erzielen und zu verhindern, dass Europa beim Thema Wasserstoff den Anschluss an andere Länder verliert.

ÜBER DEN WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA

Die **Energiesysteme** sind **weltweit in Bewegung**. Mehr als eine Milliarde Menschen haben keinen Zugang zu leitungsgebundener Energie. In den aufstrebenden großen Volkswirtschaften kann die Armutsschwelle nur mit einem Mehr an Energie übersprungen werden. Andererseits bedingt die international gewünschte **Reduktion des CO₂-Ausstoßes** einen Systemwechsel. Die europäische Energieszene wird dominiert durch die Formen und die Auswirkungen der Energiewende.

Seit **mehr als 90 Jahren** steht der **World Energy Council**, mit dem Sitz in London, an der vordersten Front der Energiediskussion und versteht sich als **weltweite Denkfabrik** und Aktionsfeld, um Energie für alle sicher zu stellen. Der World Energy Council ist eine **UNO akkreditierte Organisation** und umfasst mehr als 3.000 öffentliche und private Organisationen in **annähernd 100 Staaten**.

Alle großen **internationalen Player** auf dem Sektor der Energiewirtschaft und – politik sind Teil des Weltenergiesrates. Wissenschaftliche **Studien und Prognosen** bieten den Akteuren in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft die Informationen für zukunftsorientierte Entscheidungen. Im Vordergrund stehen die Interessen der Menschen und der Wirtschaft unseres Landes für eine **nachhaltige, effiziente und leistbare Energie**.

In Österreich sind maßgebende Unternehmen und Verbände Mitglied. Die nationale Organisation unterstützt **globale, nationale und regionale Energiestrategien** durch hochkarätige **Veranstaltungen** (alternative Mobilität, Energiewende, Energiespeicher), Studien und Rankings über die aktuelle Energiesituation im Konnex mit dem europäischen Umfeld. Querdialoge unter den Mitgliedsorganisationen und die Förderung von **Young Energy Professionals** sind ein wesentlicher Bestandteil.

Der **Nutzen für Mitglieder** liegt vor allem in folgenden Dienstleistungen des Weltenergiesrates Österreich:

1. Sicherung des Zuganges zu den Erkenntnissen des WEC, der einzigen **weltweiten Nicht-Regierungsorganisation**, die sich mit allen Fragen und Formen der Energie befasst.
2. Bereitstellung eines **Netzwerkes** mit nationalen und internationalen energiewirtschaftlichen Verbindungen.
3. Möglichkeit der aktiven Teilnahme an den energiewirtschaftlichen und statistischen **Arbeiten des WEC** und damit der aktiven Mitgestaltung von langfristigen strategischen Zielen.
4. Behandlung aktueller Fragen der Energiewirtschaft in den eigenen Gremien, in öffentlichen **Veranstaltungen** sowie durch Veröffentlichungen und damit Verbreitung von Fachwissen sowie Meinungsbildung in energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Fragen.
5. Plattform für auf Konsens aufgebaute Lobbyingarbeit.

Impressum

Eigentümer (Medieninhaber) und Verleger:

World Energy Council Austria (WEC Austria)
Dipl.-Ing. Mag. Gerhard Gamperl (Geschäftsführer)
A-1040 Wien, Brahmplatz 3

Tel.: +43-(0)1-5046986
Fax.: +43-(0)1-5047186
Mail: office@wec-austria.at

Druck: Eigenvervielfältigung

© Copyright 2024 by WEC Austria

**WORLD
ENERGY
COUNCIL** | **AUSTRIA**