Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Der Bundesrat

Bern, 15. November 2023

Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz

Bericht des Bundesrates

in Erfüllung des Postulates 20.4709 Candinas, 18.12.2020

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung **3**

Zeitstrahl zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz **5**

1 Das Postulat 20.4709 ..... **7**

2 Ausgangslage und Zielsetzung **8**

3 Anwendungsbereiche von Wasserstoff **8**

4 Wasserstoffbedarf und -produktion in der Schweiz **10**

4.1 Künftiger Bedarf an Wasserstoff in der Schweiz 11
4.2 Neuere Entwicklungen 14
4.3 Wasserstoffproduktion in der Schweiz 17
4.4 Fazit und Optionen 18

5 Transport und Import von Wasserstoff **21**

5.1 Transport 21
5.2 Import von Wasserstoff 22
5.3 Fazit und Optionen 22

6 Speicherung von Wasserstoff **25**

6.1 Fazit und Optionen 25

7 Kosten für Produktion und Import von Wasserstoff **26**

8 Kosten einer Rückverstromung von Wasserstoff **27**

9 Schlussfolgerungen **28**

10 Literaturverzeichnis **29**

11 Anhang **31**

11.1 Schematische Darstellung verschiedener PtX-Pfade 31
11.2 Liste der laufenden politischen Vorstösse mit Bezug zu Wasserstoff und Power-to-X (Stand August 2023) 32

Zusammenfassung

Wasserstoff kommt in der Schweiz bislang vor allem als Rohstoff in der Industrie zum Einsatz. Dieser wird grösstenteils durch Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt. Seit einigen Jahren produzieren vereinzelte Energieversorger auch geringe Mengen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien für den Mobilitätsbereich.

Zur Erreichung des Klimaziels von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 dürfte Wasserstoff im Energiesystem in den nächsten Jahren zunehmend an Bedeutung gewinnen. Wasserstoff kann als flexibler Energieträger erneuerbare Energien in allen Sektoren nutzbar machen und so einen bedeutenden Beitrag zu einer fossilfreien Energieversorgung leisten. Wasserstoff und strombasierte Energieträger werden in der Energieversorgung in Zukunft dort verwendet, wo es wirtschaftlich und ökologisch am sinnvollsten ist. Dies wird hauptsächlich in der Industrie sowie im Flug-, Schiff- und teilweise im Schwerlastverkehr der Fall sein, wo Elektrizität nicht oder weniger gut direkt eingesetzt werden kann. Gemäss Energieperspektiven 2050+ dürfte Wasserstoff im Jahr 2050 jedoch nur rund drei Prozent des Gesamtenergieverbrauchs ausmachen.[1]

Die Produktion von grünem Wasserstoff ist energieintensiv und bedingt einen starken Ausbau der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien. Bis ein europäisches Wasserstoffnetz aufgebaut und die Produktion weltweit hochgefahren ist, wird die Nachfrage nach Wasserstoff in der Schweiz hauptsächlich durch die inländische Produktion gedeckt werden müssen. Dies begünstigt, dass sich ein Heimmarkt für Wasserstoff etablieren wird. Die Produktion wird vor allem bei Stromerzeugungsanlagen oder direkt bei grossen Abnehmern stattfinden. Dabei werden sich gemäss heutiger Beurteilung auch so genannte Wasserstoff-Hubs in Industriegebieten herausbilden, bei denen Energieversorger und Industrieunternehmen Wasserstoff und PtX-Derivate herstellen, diesen direkt vor Ort in der Produktion einsetzen oder weitertransportieren.[2] Der Wasserstoff wird voraussichtlich sowohl in umgerüsteten oder neu gebauten Gasleitungen, als auch über die Strasse transportiert werden. Voraussichtlich ab 2035 dürften die Importe zunehmen. Bis dann sollte die entsprechende Transport- und Verteilinfrastruktur in Europa ausgebaut sein. Gleichzeitig sollten dann die Importe für die Schweiz günstiger sein als die Eigenproduktion. Braucht die Schweiz grössere Mengen an Wasserstoff, so soll bis dahin die Transitgasleitung für den Wasserstofftransport aufgebaut werden. Für einen möglichen Bau von Wasserstoffleitungen oder eine Umrüstung der Gasnetzinfrastruktur ist die Branche verantwortlich. Die Aufgabe von Kantonen, Gemeinden und Bund ist es, die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass ein Markthochlauf ermöglicht wird und die Sicherheit für Bevölkerung und Umwelt gewährleistet bleibt.

Wasserstoff kann grundsätzlich dazu verwendet werden, den im Sommer produzierten erneuerbaren Strom in den Winter zu verschieben. Die Rückverstromung von Wasserstoff hat jedoch einen sehr tiefen Wirkungsgrad[3] und ist entsprechend ineffizient und teuer, weshalb dieses Verfahren wohl nur als Reserve bei drohenden Mangellagen sinnvoll sein wird. Bisher war es in der Schweiz nicht möglich, grosse

[1] Der tatsächliche künftig Wasserstoffbedarf ist unklar und kann somit auch kleiner oder grösser ausfallen.

[2] PtX-Derivate sind auf grünem Wasserstoff basierende gasförmige oder flüssige Energieträger wie beispielsweise synthetisches Methan, Methanol, Ammoniak, Benzin, Diesel oder Kerosin.

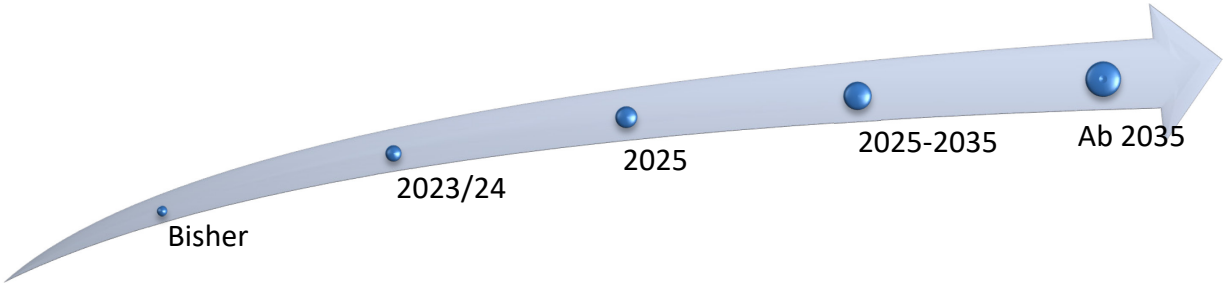
[3] Es verbleiben ungefähr 25-30 Prozent des ursprünglich produzierten Stroms.

Gasspeicher zu errichten. Deshalb muss Wasserstoff voraussichtlich in flüssige synthetische Energieträger umgewandelt werden, wodurch der Wirkungsgrad weiter verringert wird oder es müssen Speicherkapazitäten in Nachbarländern beschafft werden.

Damit der Wasserstoffhochlauf in der Schweiz gelingt, braucht es eine enge Zusammenarbeit von Wirtschaft, Bund, Kantonen, Städten und Gemeinden. In der Energie- und Klimapolitik bestehen bereits heute Massnahmen, welche diesen Hochlauf unterstützen. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, dem Klimaschutz- und Innovationsgesetz, der Revision des CO_2-Gesetzes sowie der Beschleunigungsvorlage zur Produktion von erneuerbaren Energien sind bereits verschiedene Anreize vorgesehen, welche die Bildung des Heimmarktes unterstützen.

Das Bundesamt für Energie (BFE) wird innerhalb der Wasserstoffstrategie 2050 weitere Optionen prüfen, mit denen der Aufbau eines Wasserstoffmarktes in der Schweiz unterstützt werden kann. Darunter fällt auch die Überprüfung einer Anbindung der Schweiz an das künftige europäische Wasserstoffnetz. Die Wasserstoffstrategie 2050 baut auf diesem Bericht auf und wird bis Ende 2024 vorliegen (vgl. 20.4406 Mo. Suter Gabriela «Grüne Wasserstoffstrategie für die Schweiz» und 22.3376 Mo. UREK-S «Strategie für Wasserstoff in der Schweiz»).

Zeitstrahl zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz



Zeitpunkt	Bund, Kantone, Gemeinden/Städte	Wirtschaft, Branche
Bisher	• Wärmestrategie 2050 des BFE • Befreiung von MinöSt und LSVA • Finanzierung von Forschung und P+D-Projekten • Entwicklung und Erprobung einer Messeinrichtung zur Eichung von Wasserstofftankstellen (Eidgenössisches Institut für Metrologie METAS)	• Aufbau eines Wasserstoff-Tankstellennetzes • Bau einzelner Produktionsanlagen • Projektfinanzierung über Kompensationsprojekte
2023/24	• Einbezug von Wasserstoff unter die Rohrleitungsgesetzgebung • Erarbeitung einer Wasserstoffstrategie inkl. Importstrategie und Rahmenbedingungen • Absichtserklärungen mit DE, IT und FR für ein gemeinsames Wasserstoffnetz • Prüfung einer Teilnahme an der deutschen Initiative H2Global • Aktive Beteiligung an europäischen Forschungsprojekten zur Wasserstoffmetrologie, unter anderem Weiterentwicklung der Messmöglichkeiten zur Prüfung und Eichung von Wasserstofftankstellen • Botschaft für die Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien • F&E: Partnerschaft ETH-Bereich mit Privatwirtschaft im Bereich Wasserstoff-Speicherung im Umfang von 100 Mio. Franken • Ermitteln des langfristigen Speicherpotenzials in der Schweiz (Mo. 23.3023 und Mo. 20.4063) • SWEET Entscheid zu «Nachhaltige Treib- und Brennstoffe und Plattformchemikalien» gefällt	• Melden des Bedarfs an Wasserstoff • Ausbau der Wasserstoff-Produktion
	• Netzplanung: Anstoss Netzentwicklungsprozess • Dimensionierung Wertschöpfungskette inkl. PtX-Derivate klären	
2025	• Start Umsetzung der Wasserstoffstrategie 2050 • Revision der RLV und RLSV zu Sicherheitsbestimmungen im Bereich Wasserstoff • Register für erneuerbare flüssige und gasförmige Brenn- und Treibstoffe (Revision ENF und HKSV) • Inkraftsetzung des Klima- und Innovationsgesetzes mit jährlichen Fördermitteln für neuartige Technologien und Prozesse bis 200 Mio. Franken (befristet bis 2030) • Inkraftsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Revision StromVG und EnG): Möglichkeit der Netzentgeltrückerstattung einzelner Elektrolyseure; neue Ziele beim Zubau erneuerbarer Energien mit zusätzlichen Förderinstrumenten zum Ausbau neuer erneuerbarer Energien und Grosswasserkraft • Geplante Inkraftsetzung des revidierten CO_2-Gesetzes, gemäss Vorschlag des Bundesrates inkl. Beimischquote für Flugtreibstoffe • Kantone klären künftigen Bedarf an Wasserstoff und P2X-Derivaten auf ihrem Kantonsgebiet ab. • Aktive Beteiligung an europäischen Forschungsprojekten zur Wasserstoffmetrologie	• Möglicher Investitionsentscheid zur Umrüstung der Transitgasleitung auf Wasserstoff
	• Klärung des Infrastrukturbedarfs unter Berücksichtigung von Negativemissionstechnologien (NET)/CO_2-Entnahme und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) und Netto-Null Klimaziel, Finanzierung und Zuständigkeit	

2025-2035	• Fortführung Umsetzung Wasserstoffstrategie 2050 • Inkraftsetzung Gasversorgungsgesetz (GasVG) • Einführung einer Netzregulierung für Wasserstoffnetze • Einbezug von Wasserstoff ins Monitoring zur Energiestrategie 2050 • Prüfen und Aufgleisen weitere regulatorischer Massnahmen für den Aufbau und die Etablierung des Heimmarktes • Rahmenbedingungen für die Abscheidung und den Transport von CO_2 schaffen[4] • Neue Energieperspektiven • Abschluss eines Stromabkommens mit der EU • Aufgleisen von Wasserstoff-Projekten innerhalb der Auslandkompensation von CO_2-Emissionen • Ein mögliches Nachfolgeprogramm zu SWEET ist in Planung. Durchführung und Finanzierung sind noch offen. • Kantone schaffen richtplanerische Grundlagen für Elektrolyseure und Wasserstoffnetze und erarbeiten kantonale Strategien. • Gemeinden in Agglomerationen schaffen Rahmenbedingungen für den Auf- und Ausbau von Multi Energy Hubs und setzen urbane Fernwärmenetze um.	• Ausbau der Wasserstoffproduktion • Ausbau der Brennstoffzellen-LKW-Flotte • Umrüstung von Industrieprozessen auf Wasserstoff • Umrüstung einzelner Gasnetze auf Wasserstoff • Entstehen kleiner Wasserstoff-Cluster und Energie-Hubs in Industriezentren mit Beteiligung von Industrie und Energieversorgern • Erste Anlagen zur CO_2-Abscheidung bei Emittenten (z.B. KVA), wobei das CO_2 ggf. unter Berücksichtigung des Netto-Null Klimaziels zur Produktion von synthetischen Treibstoffen genutzt werden könnte
Ab 2035	• Voraussichtlicher Anschluss ans europäische Wasserstoffnetz • Import von Wasserstoff	

[4] Siehe auch Bundesrat, 2022.

1 Das Postulat 20.4709

Das Postulat 20.4709 mit dem Titel «Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz» wurde am 18. Dezember 2020 von Nationalrat Martin Candinas eingereicht und am 19. März 2021 vom Nationalrat angenommen.

Eingereichter Text

Im Hinblick auf die Erreichung des Netto-Null Zieles bis 2050 wird der Bundesrat beauftragt, in einem Bericht die Bedeutung von grünem Wasserstoff zur Reduktion von energetisch bedingten CO_2-Emissionen und zur Sicherung der langfristigen Energieversorgung in der Schweiz darzulegen sowie entsprechende Handlungsoptionen abzuleiten. Unter anderem soll aufgezeigt werden, in welchen Sektoren der Einsatz von grünem Wasserstoff Sinn macht (Mobilität, Industrie, Gebäude) und welche regulatorischen Rahmenbedingungen erfüllt sein müssen, um eine schrittweise Entwicklung einer sauberen heimischen Wasserstoffwirtschaft zu gewährleisten. Zudem soll aufgezeigt werden, ob und in welchem Ausmass und zu welchen Kosten künftig die Rückverstromung von grünem Wasserstoff einen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit im Winterhalbjahr leisten kann und wie hoch das Speicherpotenzial in der Schweiz sein könnte. Zudem soll dargelegt werden, welchen Anforderungen eine künftige Strategie für Gas-, Wasserstoff- und CO_2-Netze genügen muss (Gesamtplanung der Netzinfrastruktur) bzw. an welchen Standorten – und zu welchen Kosten – ein künftiges Wasserstoff-Verteilnetz (bestehende Netzinfrastruktur / neue Netzinfrastruktur) nötig sein wird. Auch ist abzuklären, inwieweit das bestehende Gasverteilnetz Teil eines künftigen Wasserstoff-Netzes sein kann. Dies setzt eine Analyse über künftige Wasserstoff- und weitere Power-to-X Produktionsstandorte sowie Standorte für die Entnahme und den Transport von CO_2 voraus. Schliesslich ist aufzuzeigen, wie der künftige Schweizer Wasserstoffmarkt an den EU-Wasserstoffbinnenmarkt angebunden werden kann. Die umfassende Untersuchung der Ausgangslage soll in Zusammenarbeit mit der Branche bzw. den betroffenen Akteuren durchgeführt werden.

Antwort des Bundesrats

Der Bundesrat beantragt die Annahme des Postulates.

Behandlung im Rat

Der Nationalrat nahm das Postulat am 19. März 2021 an.

2 Ausgangslage und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund der Netto-Null Zielsetzung ist die Schweizer Energie- und Klimapolitik kurz- bis langfristig stark gefordert, die Rahmenbedingungen für eine sichere, klimaschonende und bezahlbare Energieversorgung bereitzustellen. Eine grosse Bedeutung beim Umbau der Energieversorgung weg von einem fossil geprägten hin zu einem erneuerbaren, weitestgehend CO_2-freien Energiesystem kommt dabei der Sektorenkopplung zu, mit der erneuerbarer Strom fossile Energieträger in den Sektoren Wärme und Mobilität ersetzt. Eine wichtige Rolle kann dabei der Wasserstoff spielen. Wasserstoff kann als flexibler Energieträger erneuerbare Energie in allen Sektoren nutzbar machen und so die Sektorenkopplung als zentrales Element einer dekarbonisierten Energiewirtschaft ermöglichen. In den Bereichen, in denen Strom aus erneuerbaren Energien nicht direkt eingesetzt werden kann, kann mit grünem Wasserstoff und den Folgeprodukten (PtX-Derivate) die Dekarbonisierung unterstützt werden. Zudem kann Wasserstoff als Energiespeicher zur Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien ins Energiesystem beitragen.

Der vorliegende Postulatsbericht zeigt auf, welche Rolle Wasserstoff im künftigen Schweizer Energiesystem spielen kann, wo der benötigte Wasserstoff voraussichtlich herkommen wird, wie er transportiert werden soll und welche Rahmenbedingungen einen entsprechenden Markthochlauf begünstigen. Der Hauptfokus liegt dabei auf dem Energieträger Wasserstoff, aber auch die aus Wasserstoff produzierten PtX-Derivate werden im Bericht berücksichtigt.[5] Der Postulatsbericht dient als Grundlage für eine nationale Wasserstoffstrategie, welche durch die Motion 20.4406 «Grüne Wasserstoffstrategie für die Schweiz» von Nationalrätin Gabriela Suter und die Motion 22.3376 «Strategie für Wasserstoff in der Schweiz» von der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerats (UREK-S) verlangt wird.[6] Während die Motion von Nationalrätin Suter auf eine Importstrategie abzielt, fokussiert die Motion der UREK-S auf Fördermechanismen für den nationalen Wasserstoffmarkthochlauf. Dabei sollen neben Wasserstoff auch synthetisches Methan und Methanol berücksichtigt werden. Die Wasserstoffstrategie wird unter Federführung des BFE erarbeitet und soll Ende 2024 vorliegen.

3 Anwendungsbereiche von Wasserstoff

Wasserstoff (H) ist das flüchtigste Element mit der geringsten Atommasse und der geringsten Dichte. Unter Normalbedingungen liegt Wasserstoff nicht elementar, sondern molekular in Form von Wasserstoffgas (H_2) vor. Damit substanzielle Energiemengen in einem vernünftigen Volumen gespeichert werden können, muss Wasserstoff sehr stark komprimiert werden. Zudem muss die Infrastruktur so ausgelegt sein, dass der Wasserstoff nicht in die Atmosphäre entweichen kann. Wasserstoff ist ein indirektes Treibhausgas.[7] Bei der Umwandlung von Wasserstoff in Strom in einer Brennstoffzelle entsteht kein

[5] Eine Darstellung der verschiedenen PtX-Herstellungspfade befindet sich im Anhang oder in SCCER (2019).

[6] Eine Liste mit den laufenden politischen Vorstössen mit Bezug zu Wasserstoff und Power-to-X befindet sich im Anhang.

[7] Beispielsweise vermischt sich Wasserstoff in der Atmosphäre zu Wasserdampf und bindet Radikale, die normalerweise Methan in der Atmosphäre abbauen und weist ein potenziell weit höheres Erderwärmungspotenzial auf als Kohlendioxid (CO_2).

CO_2, sondern lediglich Wasser (H_2O). Bei der Verbrennung von Wasserstoff in konventionellen Motoren entstehen wegen der hohen Temperaturen jedoch auch Stickoxide (NO_x).[8]

Wasserstoff ist leicht entflammbar, weshalb beim Umgang mit Wasserstoff entsprechende Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden müssen. Wasserstoff kann auf verschiedene Arten und aus verschiedenen Stoffen gewonnen werden. Oft werden die verschiedenen Herstellungsprozesse mit Farben bezeichnet.[9] Heute wird Wasserstoff vor allem aus fossiler Energie produziert, was hohe CO_2-Emissionen bei der Produktion verursacht. Für die Erreichung der Klimaziele ist es wichtig, dass Wasserstoff aus CO_2-neutraler oder sogar CO_2-negativer Produktion hergestellt wird, damit der Anteil der klimaschädlichen Gase in der Atmosphäre nicht erhöht wird. Die Herstellung von Wasserstoff und der PtX-Derivate ist sehr energieintensiv. Bei der Produktion von Wasserstoff aus Strom und Wasser in einem Elektrolyseur gehen rund 30-40 Prozent der eingesetzten Energie in Form von Wärme an die Umgebung verloren.[10]

Tabelle 1: Farbenlehre Wasserstoff

«Grüner» Wasserstoff	wird entweder aus **Biomasse** oder durch Elektrolyse aus **erneuerbarem Strom** hergestellt.
«Blauer» Wasserstoff	wird mit **fossilen Energien** hergestellt, das anfallende **CO_2** wird jedoch zu grossen Teilen eingefangen und **gespeichert**.[11]
«Türkiser» Wasserstoff	entsteht durch die thermische **Spaltung von Methan**. Ein grosser Teil des CO_2 wird in **festen Kohlenstoff** umgewandelt.
«Grauer» Wasserstoff	wird mit **fossilen Energien** (in der Regel Erdgas oder Kohle) produziert.
«Rosa» Wasserstoff	wird aus **Kernenergie** hergestellt.
«Weisser» Wasserstoff	Natürliche Vorkommen von Wasserstoff im Untergrund

Wasserstoff kommt bereits seit vielen Jahrzehnten als Rohstoff in industriellen und chemischen Prozessen zur Anwendung.[12] Für energetische Zwecke kann Wasserstoff in allen Bereichen die fossilen Energieträger ersetzen, sei dies zur Wärmeproduktion, als Antrieb im Land-, Luft- und Schiffsverkehr oder zur Stromproduktion. Ein grosser Vorteil von Wasserstoff gegenüber Elektrizität ist seine Speicherbarkeit. Während Elektrizität nur kurzfristig ohne grosse Verluste gespeichert werden kann, können Wasserstoffmoleküle mit geringen Verlusten über lange Zeiten gespeichert werden. Wasserstoff kann somit grundsätzlich dazu verwendet werden, um im Sommer durch Photovoltaik oder Wind produzierten Strom saisonal zu speichern und im Winter wieder zurück zu verstromen. Die Herausforderungen sind dabei aber die hohen Umwandlungsverluste über die gesamte Wertschöpfungskette und die Verfügbarkeit von ausreichend Speicherkapazitäten.[13]

[8] Umweltbundesamt, 2006.

[9] Statt von verschiedenen Farben von Wasserstoff wird heute in der EU vermehrt zwischen erneuerbarem, CO_2-armen oder fossilem Wasserstoff unterschieden. Für eine detaillierte Beschreibung der Produktionsprozesse wird auf die Studie «Electricity Storage and Hydrogen» des Paul-Scherrer-Instituts (PSI) verwiesen (PSI, 2022).

[10] Ein Teil dieser Wärme kann genutzt und damit der Wirkungsgrad gesteigert werden.

[11] Das BFE hat zusammen mit dem BAFU ein Positionspapier zum Thema «blauer» Wasserstoff publiziert, in welchem sie aufzeigen, welche Auswirkungen die Produktion von blauem Wasserstoff auf die Umwelt hat. BFE u. BAFU, 16. Juni 2022. Siehe: www.bfe.admin.ch > Forschung und Cleantech > Forschungsprogramme > Wasserstoff > Berichte > Gemeinsame Position Blauer Wasserstoff 2022.

[12] Der heutige weltweite Bedarf an Wasserstoff beläuft sich auf rund 100 Millionen Tonnen pro Jahr. Nur ein Bruchteil davon wird erneuerbar produziert. Über 95 Prozent werden heute aus fossilen Energien produziert. Würde man diesen Wasserstoff durch Wasserstoff aus erneuerbaren Produktionsverfahren ersetzen, bräuchte es einen Zubau von erneuerbarer Stromproduktion von rund 5'200 TWh, was zirka 65 Prozent der heute weltweit bestehenden erneuerbaren Stromproduktion beträgt.

[13] Wenn Wasserstoff aus Strom hergestellt und anschliessend wieder rückverstromt wird, bleiben nur 25 bis 30 Prozent der Anfangsenergie übrig (IEA, 2015). Für Abschätzungen zu absoluten Kosten siehe Kapitel 8.

Solange Wasserstoff nicht günstiger produziert werden kann oder natürliche Wasserstoffvorkommen erschlossen werden können, wird er voraussichtlich nur dort zum Einsatz kommen, wo es für die Dekarbonisierung keine anderen erneuerbaren Alternativen gibt. Wie das Diagramm in Abbildung 1 zeigt, sollte Wasserstoff prioritär in Raffinerien, in der Stahlproduktion, im internationalen Schiffs- sowie im Langstreckenflugverkehr (in Form von synthetischem Kerosin), im Schwerlastverkehr, als saisonaler Energiespeicher und zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme zum Einsatz kommen. In allen anderen Bereich ist eine direkte Elektrifizierung sinnvoller.

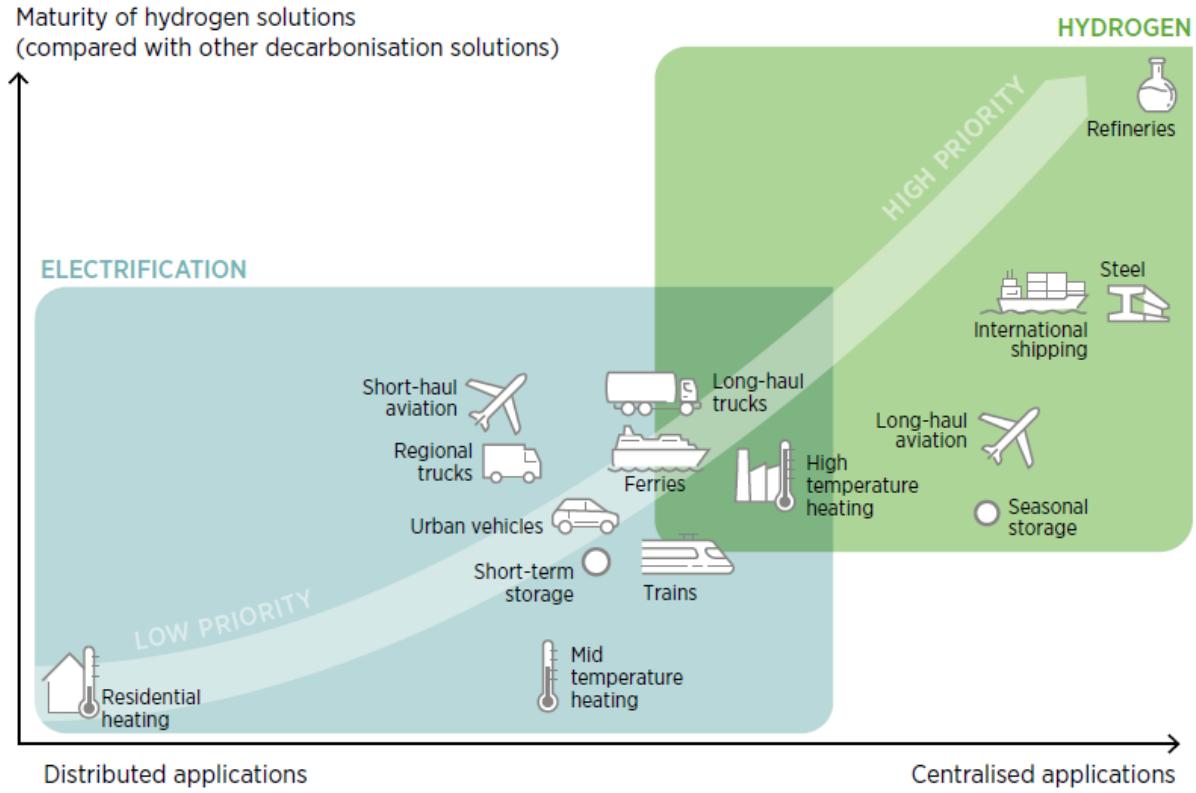


Abbildung 1: Prioritäten für CO_2-freien Wasserstoff gemäss IRENA (2022). [14]

4 Wasserstoffbedarf und -produktion in der Schweiz

Gemäss der Studie e4tech von 2018 beträgt der Schweizer Wasserstoffbedarf aktuell rund 13'250 Tonnen pro Jahr.[15] Wasserstoff wird vor allem nicht-energetisch als Rohstoff in der Industrie verwendet. Die energetische Nutzung ist hingegen vernachlässigbar. Der Bedarf ist im Vergleich mit anderen Ländern klein, da die Schweiz weniger Raffinerien und Schwerindustrie hat. Den grössten Anteil am Wasserstoff hat die letzte in der Schweiz noch existierenden Erdölraffinerie in Cressier.[16] Seit 2020 kommt

[14] Für Langstreckenflüge («long-haul aviation») ist die Technologie im Bereich Wasserstoff noch nicht ausgereift. Hier ist der Einsatz von «Sustainable Aviation Fuels» (SAF) vorgesehen. Auch für Kurzstreckenflügen («short haul aviation») werden voraussichtlich hauptsächlich SAF zum Einsatz kommen.

[15] E4tech, 2018.

[16] Es ist zu beachten, dass der grösste Teil dieses Wasserstoffbedarfs durch integrierte Prozesse innerhalb der Raffinerie gedeckt wird, was bedeutet, dass die Raffinerie keine externe Nachfrage nach Wasserstoff erzeugt. Wasserstoff wird in den Raffinerien in der Regel für die Hydrodesulfurierung und das Hydrocracken benötigt. Ersteres dient der Einhaltung von Umweltauflagen für den Schwefelgehalt, letzteres ergibt sich aus der Notwendigkeit, schwerere Rohöle (längerkettige Kohlenwasserstoffe) in kürzere Kohlenwasserstoffe umzuwandeln.

Wasserstoff vermehrt auch im Mobilitätsbereich zum Einsatz. 2022 waren 47 Brennstoffzellen-LKW[17] und über 200 Brennstoffzellen-Personenwagen[18] zugelassen, welche jährlich rund 300 Tonnen Wasserstoff verbraucht haben.[19]

4.1 Künftiger Bedarf an Wasserstoff in der Schweiz

Die Grundlagen, um den künftigen Bedarf an Wasserstoff in der Schweiz abzuschätzen, liefern die Energieperspektiven 2050+, die das BFE 2020 publiziert hat.[20] Zusätzlich hat das BFE 2023 Sensitivitätsanalysen erstellt und eine Umfrage in der Industrie durchgeführt, um den künftigen Bedarf an Wasserstoff in der Schweiz abzuschätzen. Auch die Studie «Energiezukunft 2050» des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) und der Eidgenössischen Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa) wurden berücksichtigt.[21]

Die Energieperspektiven 2050+ untersuchten vier Varianten des Netto-Null Szenarios mit unterschiedlichen technologischen Schwerpunkten. Bei der Variante «ZERO Basis» handelt ist sich um die aus heutiger Sicht vorteilhafteste Variante, dies im Hinblick auf eine möglichst hohe Kosteneffizienz und eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz unter Berücksichtigung von Aspekten der energetischen Versorgungssicherheit und in Bezug auf die Robustheit der Zielerreichung.

Im Szenario «ZERO Basis» liegt die Menge an strombasierten Energieträgern (PtX)[22] am Endenergieverbrauch bis 2035 bei 1,1 TWh (4 PJ) (ohne internationalen Flugverkehr) und wird bis 2050 auf 16,69 TWh (56 PJ) ansteigen, wovon der Grossteil voraussichtlich importiert werden muss. In den anderen Varianten des Netto-Null Szenarios variiert der Bedarf an PtX je nach Variante stark (Abbildung 2). Auffällig ist, dass der Anteil an PtX am Endverbrauch (ohne internationalen Flugverkehr) im Jahr 2040 in allen Varianten im tiefen einstelligen Prozentbereich liegt und im Jahr 2050 auf über zehn Prozent steigt. Im Szenario «ZERO B», in dem gasförmige Energieträger stark gewichtet werden, ist der Bedarf weitaus am höchsten und macht im Jahr 2050 rund 22 Prozent des Endenergieverbrauchs aus.

[17] Im Verhältnis zum gesamten LKW-Bestand von über 54'400 Fahrzeugen im Jahr 2022 ist der Anteil an Brennstoffzellen-LKW noch sehr gering. Zum Vergleich: Im Jahr 2022 waren bereits 234 batterieelektrische LKW zugelassen.

[18] Im Verhältnis zum gesamten Personenwagenbestand von über 4,7 Millionen Fahrzeugen und über 110'700 batterieelektrischen Fahrzeugen im Jahr 2022 sind die Zulassungen der Brennstoffzellen-Fahrzeuge sehr gering.

[19] Um Wasserstoff im Mobilitätsbereich verstärkt einsetzen zu können, müssen Wasserstofftankstellen geprüft und geeicht werden können. Eine Messeinrichtung zur Prüfung und Eichung von Wasserstofftankstellen wurde vom Eidgenössischen Institut für Metrologie (METAS) entwickelt und erprobt.

[20] Prognos et al., 2020.

[21] VSE und Empa, 2022.

[22] Power-to-X-Energieträger beinhalten sowohl Wasserstoff wie alle anderen strombasierte Energieträger, wie beispielsweise synthetisches Methan oder synthetisches Kerosin.

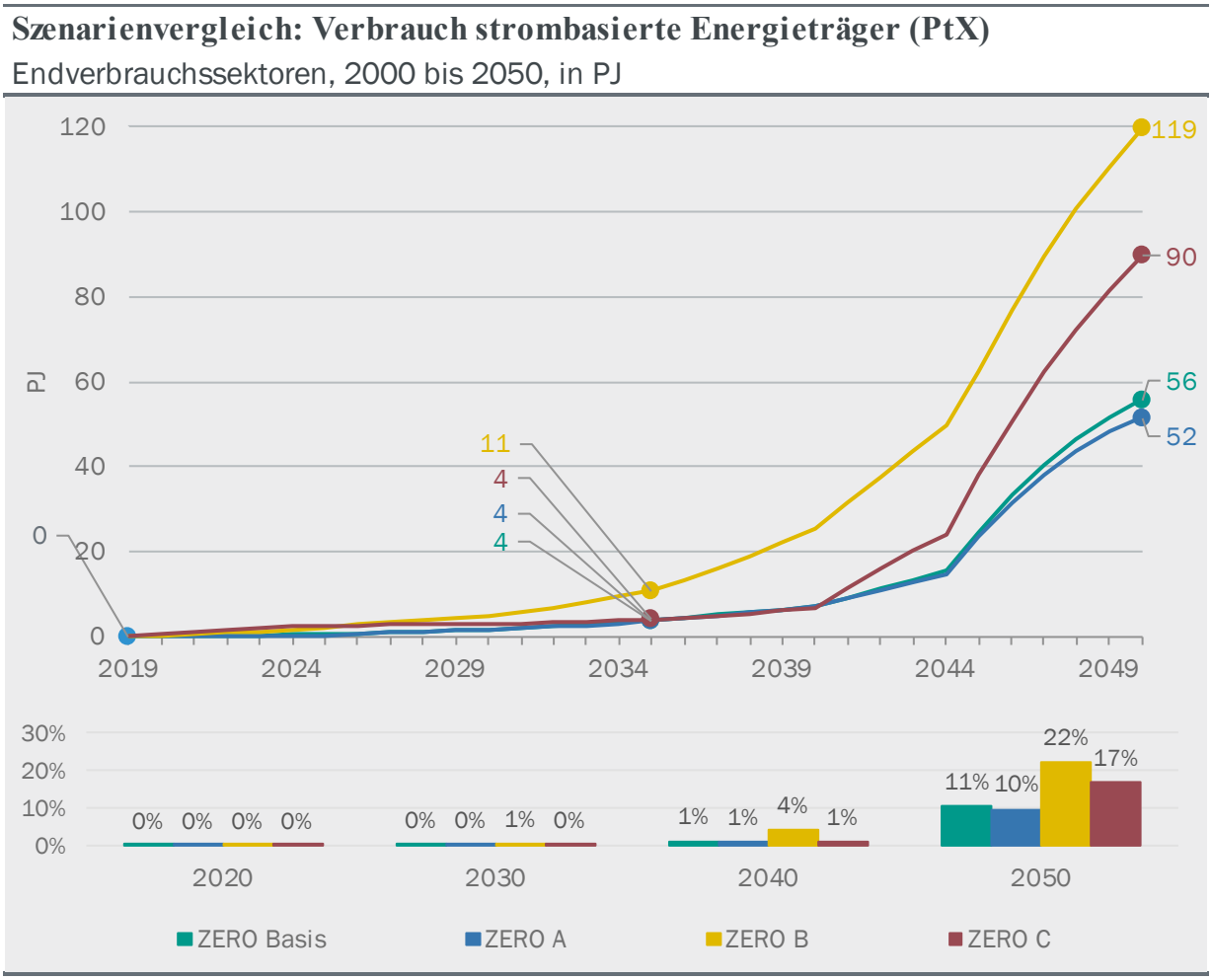


Abbildung 2: Entwicklung des Endverbrauchs von PtX-Energieträgern nach Sektoren und Anteil PtX am Endenergieverbrauch (ohne Verbrauch des internationalen Flugverkehrs)[23]

Abbildung 3 zeigt, welche PtX-Energieträger je nach Szenario im Jahr 2050 in welchen Energiemengen im Endverbrauch nachgefragt werden. Es wird ersichtlich, dass reiner Wasserstoff (PtH_2) mit 3.9 bis 5.6 TWh (14 bis 20 PJ) im Jahr 2050 nur einen kleinen Teil im Vergleich zu den restlichen strombasierten Energieträgern ausmacht. Weit grösser ist die Nachfrage nach synthetischen Treibstoffen (PtDiesel und PtBenzin). Grund dafür ist die Annahme, dass bis 2050 noch viele Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren zugelassen sein werden. Um das Netto-Null Ziel zu erreichen, muss der fossile Treibstoff durch das biogene oder synthetische Äquivalent ersetzen werden. Zu erwähnen ist jedoch, dass die EU in der Zwischenzeit beschlossen hat, ab 2035 einen am Fahrzeug gemessenen Zielwert von 0 g CO_2 pro Kilometer[24] einzuführen, was eine Neuzulassung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor ab 2035 unwirtschaftlich macht.[25] Eine Ausnahme gilt für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren, die ausschliesslich

[23] Die verschiedenen Varianten um das Netto-Null Ziel (ZERO) zu erreichen, werden detailliert im Bericht Prognos et al. 2020 beschrieben. In Kürze: ZERO Basis: Hauptvariante, hohe Energieeffizienz und starke Elektrifizierung; ZERO A: stärkere Elektrifizierung gegenüber ZERO Basis; ZERO B: Mehr Gas (Biogas und synthetisches Methan) gegenüber ZERO Basis; ZERO C: schwächere Elektrifizierung stattdessen mehr thermische Netze und PtX gegenüber ZERO Basis.

[24] CO_2-Emissionen von vorgelagerten Prozessen werden dabei nicht berücksichtigt.

[25] Da über 99 Prozent der in der Schweiz verkauften und gefahrenen Fahrzeuge für den EU-Markt produziert bzw. nach EU-Recht typengenehmigt sind, wird die neue Vorschrift auch die Schweiz betreffen.

mit E-Fuels betrieben werden. Diese Entwicklung ist in den Energieperspektiven 2050+ nicht abgebildet. Weiter zeigt die Grafik, dass die Menge an inländischer Wasserstoffproduktion auf rund 1.9 TWh (7 PJ) beschränkt ist.

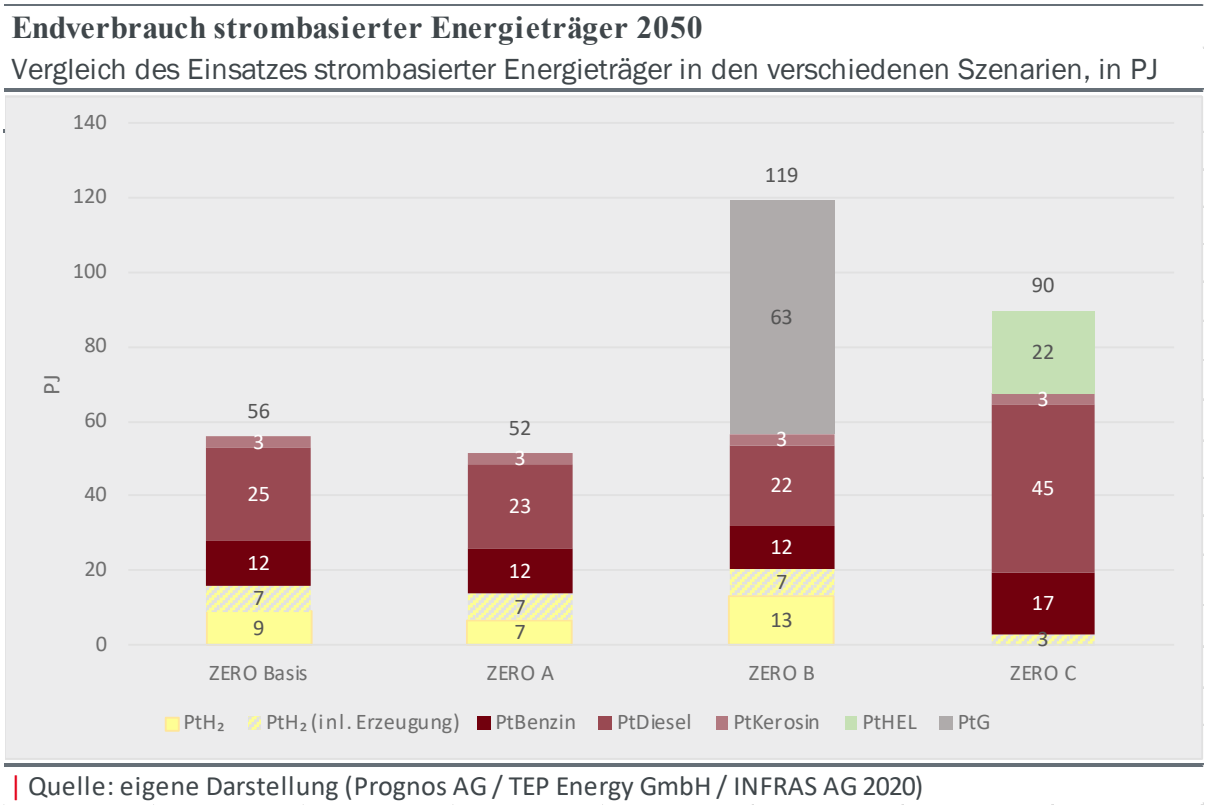


Abbildung 3: Aufschlüsselung der PtX-Energieträger pro Szenario im Jahr 2050

Die Energieperspektiven 2050+ gehen davon aus, dass Wasserstoff vor allem im Verkehrssektor verwendet wird. In den Varianten B und C wird er 2050 auch zur Umwandlung in Strom in Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) in der Grössenordnung von 2.5 bis 10 TWh (9 bis 36 PJ) benötigt. In den anderen Sektoren ist der Einsatz alternativer Technologien kosteneffizienter. In der Industrie ist dies neben der Elektrifizierung der Einsatz von Biomasse und Biogas. Bei der Raumwärme (Haushalte und Dienstleistungen) sind es Wärmepumpen und Fernwärmenetze. Bei Haushalten und im Dienstleistungssektor ist es nicht in allen Fällen möglich, die fossilen Heizsysteme durch Fernwärme und Wärmepumpen zu ersetzen. In gewissen Fällen – beispielsweise in dicht gebauten Altstädten – kann es sein, dass das bestehende Gasnetz aufrechterhalten werden muss und die Gebäude mit Biogas, synthetischem Methan oder allenfalls mit Wasserstoff versorgt werden. Auch in Gebieten mit einer hohen Industriedichte und einem Bedarf an Energie für hohe Prozesswärme kann es sinnvoll sein, ein Wasserstoffnetz zu betreiben und die benachbarten Haushalte damit zu versorgen.

Die vom VSE und der Empa 2022 publizierte Studie «Energiezukunft 2050» rechnet im Jahr 2050 mit weit grösseren Wasserstoffmengen von 14.6 bis 27 TWh (53 PJ bis 97 PJ), weil Wasserstoff hier zu grossen Teilen auch zur Stromproduktion eingesetzt wird.

4.2 Neuere Entwicklungen

Seit der Publikation der Energieperspektiven 2050+ im Jahr 2020 waren die Energiepreise aufgrund des zunehmenden Erdgasverbrauchs für die Stromproduktion und schliesslich des Ukraine-Krieges erheblichen Schwankungen ausgesetzt. Die damit verbundene Energiekrise hat den Ausbau an erneuerbarer Stromproduktion und den Wasserstoffmarkthochlauf in Europa stark beschleunigt. Zudem ist die Energieversorgungssicherheit wieder verstärkt in den öffentlichen Fokus gerückt.

Rückverstromung von Wasserstoff

Strom, welcher im Sommer während den günstigen Sonnenstunden mit Photovoltaik produziert wird, kann in Form von Wasserstoff gespeichert und im Winter, wenn die Schweiz ein Stromdefizit hat, wieder rückverstromt werden. Aufgrund der Umwandlungsverluste ist die Produktion, Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff jedoch sehr teuer und ineffizient. Zudem ist unklar, ob Wasserstoff in der Schweiz in grossen Mengen gespeichert werden kann. Falls geologisch geeignete Konditionen bestehen, müsste erst die entsprechende Infrastruktur gebaut werden, was teuer ist und Zeit beansprucht. Für die Sicherstellung einer ausreichenden Stromversorgung kann grüner Wasserstoff in den geplanten thermischen Reservekraftwerken bzw. in erneuerbaren WKK-Anlagen eine sinnvolle CO_2-freie Alternative darstellen.

Energieautarkie für militärische und Sicherheits-Zwecke

Der Ukraine-Krieg und die damit verbundene starke Reduktion der Gaslieferungen aus Russland nach Europa haben die Verwundbarkeit des heutige Energiesystems aufgezeigt. Die Schweizer Armee sowie der Sicherheitsverbund Schweiz machen sich deshalb Gedanken, wie sie eine grössere Energieautonomie für ihre Dienste etablieren können. Dafür muss die inländische (dezentrale) Bereitstellung von Energie für Notstromaggregate, aber auch die Möglichkeit der Betankung der Luftwaffe und der Bodenmobilität der Armee gewährleistet werden.[26] Geht man vereinfacht davon aus, dass der Energiebedarf in Friedenszeiten für Luftwaffe und Bodenmobilität von 50 bis 60 Millionen Liter in Zukunft zu 50 Prozent durch synthetische Treibstoffe gedeckt werden soll, bräuchte es eine zusätzliche jährliche erneuerbarer Stromerzeugung von rund einer Terawattstunde.[27]

Strassenverkehr

Im Strassenverkehrsbereich setzen sich vor allem batterieelektrische Personenwagen früher und stärker durch als angenommen.[28] Der Anteil an Brennstoffzellenfahrzeugen und damit die Nachfrage nach Wasserstoff dürfte daher kleiner ausfallen, als in den Energieperspektiven 2050+ angenommen wurde. Der Hauptgrund dafür ist die höhere Effizienz und die dadurch tieferen Kosten von batterieelektrischen Fahrzeugen. Gemäss der Studie von EBP von 2023 werden im Jahr 2050 rund 200'000 Wasserstoffbetriebene Personenwagen von insgesamt rund 4,7 Millionen Personenwagen in der Schweiz in Verkehr gesetzt sein. Dies entspricht ungefähr halb so vielen Zulassungen wie in den Energieperspektiven

[26] Die Armee führt dazu bereits erste Tests durch. Aus den Ergebnissen wird dann das nutzbare Potenzial aufgezeigt.

[27] Um die nötige Energie zur Verfügung zu stellen, bräuchte es entweder eine kontinuierliche Kraftwerkleistung oder entsprechend hohe Produktionskapazitäten und Speichermöglichkeiten.

[28] Neuste Erkenntnisse aus einer aktuellen Studie von EBP (2023) im Auftrag des BFE zeigen, dass mit der gegenwärtigen Entwicklung der Neuzulassung von batterie-elektrischen Fahrzeugen dessen Bestand bis 2035 auf 2.1 Millionen Fahrzeugen anwachsen wird, was rund 45 Prozent des PW-Bestands betragen wird. Die Zahl der Steckerfahrzeuge wird demnach bis 2050 auf rund vier Millionen Fahrzeuge ansteigen.

2050+ angenommen. Die zunehmende Verbreitung von batterieelektrischen Fahrzeugen und das Ziel der EU, die CO_2-Emissionen bei neuen Personen- und Lieferwagen bis 2035 am Fahrzeug auf null zu reduzieren, führen dazu, dass bis 2050 viel weniger ältere Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor im Umlauf sein werden. Dadurch dürfte auch die Nachfrage nach synthetischem Benzin und Diesel deutlich abnehmen.[29]

Bei den Lastwagen deuten die Zulassungsdaten der letzten drei Jahre auch auf eine stärkere und raschere Durchdringung der batterieelektrischen Antriebe hin, als bisher angenommen. Ein Grund für die tiefen Zulassungszahlen von Brennstoffzellen-LKW hängt gemäss der Logistik-Branche mit der geringen Verfügbarkeit und den hohen Kosten von grünem Wasserstoff in der Schweiz zusammen. Einzelne Schweizer Logistiker sind der Meinung, dass die künftige Flottenzusammensetzung in Bezug auf die Antriebstechnologie diversifiziert sein wird und unter anderem vom Anwendungsbedarf, der Tank- bzw. Lademöglichkeit und der Grösse des Fuhrparks an den einzelnen Standorten abhängen wird. Verschiedene internationale Studien gehen davon aus, dass sich auch im Schwerverkehr batterieelektrische Fahrzeuge rascher und stärker durchsetzen werden, als bisher angenommen. Diese können wirtschaftlicher betrieben werden und zudem werden sich die Batteriekapazitäten, Ladegeschwindigkeiten und Kosten noch verbessern.[30]

Flugverkehr

Die Energieperspektiven 2050+ gehen davon aus, dass synthetisches Kerosin erst nach 2045 eine Rolle spielen wird und bis 2050 den Hauptanteil des Kerosinbedarfs ausmacht. In der EU sowie in der Vorlage zur Revision des CO_2-Gesetzes sind Beimischquoten für erneuerbare Flugtreibstoffe ab 2025 vorgesehen. Diese setzen sich aus einem Anteil an Biotreibstoff und ab 2030 einem Anteil an synthetischem Kerosin zusammen. Werden diese Beimischquoten eingeführt, wird der Bedarf an synthetischem Kerosin und allenfalls auch an Wasserstoff bereits früher steigen und bis 2050 höher sein, als in den Energieperspektiven 2050+ angenommen. Wichtige Gründe sind der hohe Energieaufwand zur Herstellung von synthetischen Energieträgern und der Mangel an Volllaststunden aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen in der Schweiz. In der Summe ist aus Kostengründen davon auszugehen, dass die Produktion dieser Energieträger nicht hauptsächlich in der Schweiz stattfinden wird. Stattdessen werden diese synthetischen Energieträger importiert werden. Eine gewisse Menge könnte jedoch aus Versorgungsicherheitsgründen für den Sicherheitsverbund und die Armee in der Schweiz produziert werden.

Das Bundesamt für Zivilluftfahrt (BAZL) hat 2022 einen Bericht betreffend die Förderung der Entwicklung und des Einsatzes von nachhaltigen Flugtreibstoffen veröffentlicht und erarbeitet zurzeit einen Bericht zur Beantwortung des Postulats 21.3973 der UREK-N «CO_2-neutrales Fliegen bis 2050».[31] Die Erkenntnisse aus diesem Bericht werden in die Wasserstoffstrategie einfliessen.

[29] Im Bericht zum Postulat 20.4627 «Fossilfreien Verkehr bis 2050 ermöglichen» empfiehlt der Bundesrat, auf verfrühte und nicht mit der EU-Politik abgestimmte Massnahmen wie «Zulassungsstopps» oder «Verkaufsstopps» zu verzichten und stattdessen die Umstellung auf einen fossilfreien Verkehr bis 2050 grundsätzlich im Gleichschritt und analog zu den Massnahmen der EU umzusetzen.

[30] TNO und Agora, 2022; ITF, 2022.

[31] BAZL, 2022.

Schifffahrt

Im Verkehrssektor kommt der Schifffahrt eine wichtige Rolle im Hinblick auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen zu. Auf globaler Ebene hat sich die «International Maritime Organization» (IMO) das Ziel gesetzt, die Emissionen bis 2050 um mindestens 50 Prozent im Vergleich zum Jahr 2008 zu verringern. Nebst der Hochseeschifffahrt sind in der Schweiz aber insbesondere die See-, Binnen- und Rheinschifffahrt relevant. Die Personenschifffahrt zum Beispiel macht mit ca. 15 Prozent den zweitgrössten Anteil am CO_2-Ausstoss des öffentlichen Verkehrs aus. In seinem Bericht in Erfüllung des Postulates 19.3485 «Klimaschutzpotenzial in der Schifffahrt» vom 1. November 2023 hat der Bundesrat aufgezeigt, welches Potenzial die Schifffahrt im Hinblick auf den Klimaschutz aufweist. Als alternative Energieträger werden für die Binnenschifffahrt derzeit batterieelektrische Systeme, Wasserstoff, Methanol oder synthetische Treibstoffe als vielversprechend betrachtet.

Das Comité européen pour l'élaboration de standards dans le domaine de la navigation intérieure (CESNI) erarbeitet aktuell Standards für die Nutzung und Bunkerung von Wasserstoff auf Binnenschiffen. In der Rheinschifffahrt gibt es bereits verschiedene Projekte für Schiffe, welche mit Wasserstoff betrieben werden. Für die Zulassung dieser Pilotprojekte gibt die Zentralkommission für die Rheinschifffahrt Empfehlungen an die Zulassungsbehörden. Bis anhin wurden noch keine Projekte für Schiffe unter Schweizer Flagge eingereicht. In der Schweiz gibt es am Vierwaldstättersee ein Projekt für wasserstoffbetriebene Schiffe, welche voraussichtlich 2026 in Betrieb gehen sollen.

Industrie

Die erhöhten Gaspreise und die grössere Unsicherheit bei der Erd- und Biogasbeschaffung sowie das Netto-Null-Ziel führen dazu, dass Wasserstoff künftig anstelle von Erdgas zur Bereitstellung von Prozesswärme bei Industriebetrieben an Bedeutung gewinnen dürfte. Daneben müssen alle Unternehmen nach dem neuen Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit» («Klima- und Innovationsgesetz KlG») spätestens im Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen aufweisen. Sie können schon heute dafür Fahrpläne erstellen, was das Prüfen verschiedener Optionen voraussetzt. Es ist aber noch unklar, wie gross der Bedarf an Wasserstoff für energetische Zwecke tatsächlich sein wird. Für die Bereitstellung von Prozesswärme bis zirka 200 Grad Celsius gibt es mit Grosswärmepumpen die Möglichkeit zur Elektrifizierung. Der Betrieb einer Wärmepumpe braucht rund sechsmal weniger erneuerbaren Strom als der Einsatz von Wasserstoff, womit die Wärmepumpe aus Kosteneffizienzgründen klar zu bevorzugen ist. Auch für den mittleren Prozesswärmebedarf stehen durch direkt-elektrische Verfahren, beispielsweise Elektrodenkessel, effiziente Alternativen zur Verfügung. Für Hochtemperaturprozesswärme kann der Einsatz von Biomasse, Biogas, Wasserstoff oder synthetischem Methan sinnvoll sein. Welcher Energieträger sich dabei durchsetzen wird, hängt hauptsächlich von der Verfügbarkeit und dem Preis ab. Eine vom BFE 2023 durchgeführte Umfrage hat ergeben, dass viele Schweizer Industrieunternehmen bisher noch keine Netto-Null Strategie haben und es deshalb unklar ist, auf welchen Energieträger sie künftig setzen werden. Eine Vielzahl der Unternehmen gab sogar an, eine Elektrifizierung zu priorisieren und nur wenige gaben an, künftig auf Wasserstoff zu setzen. Die Umfrage liefert jedoch keine abschliessenden Trends bezüglich künftiger Wasserstoffbedarf der Industrie in der Schweiz. Um letzteren besser abschätzen zu können, wird das BFE deshalb

mit Vertreterinnen und Vertretern von Verbänden und Industrieunternehmen weitere Abklärungen durchführen.

4.3 Wasserstoffproduktion in der Schweiz

Gemäss der Studie e4tech von 2018 werden aktuell in der Schweiz jährlich rund 21'500 Tonnen Wasserstoff für die Verwendung als Rohstoff produziert.[32] Fast 90 Prozent dieser Produktion stammen aus fossilen Quellen. Neben einzelnen Pilot- und Demonstrationsprojekten wird seit 2020 Wasserstoff auch kommerziell für den Mobilitätssektor erzeugt. Die Firma Hydrospider hat beim Laufwasserkraftwerk Gösgen einen Elektrolyseur mit einer Leistung von zwei Megawatt installiert, welcher rund 300 Tonnen grünen Wasserstoff pro Jahr erzeugt. Seither wurden auf privatwirtschaftlicher Basis mehrere weitere Projekte zur Wasserstoff-Produktion lanciert.[33] Gemäss dem Verein der H_2-Produzenten befinden sich zurzeit Elektrolysekapazitäten in der Höhe von rund 100 Megawatt in Planung oder in Umsetzung.[34] Der Verein der H_2-Produzenten schreibt der inländischen Wasserstoffproduktion vorübergehend eine wichtige Rolle zu, da die für den Import benötigte Infrastruktur zurzeit noch nicht vorhanden ist. Einen Ausbau der inländischen Stromproduktion bedarf jedoch einem gleichzeitigen Ausbau an erneuerbaren Energien, um die Energieversorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Langfristig wird die inländische Wasserstoffproduktion aus sonst überschüssigem erneuerbarem Strom neben den Importen zur Versorgungssicherheit der Schweiz beitragen.

Die Nachfrage nach Wasserstoff in der Schweiz kann bis 2035 voraussichtlich hauptsächlich durch die inländische Produktion gedeckt werden. Die Produktion wird hauptsächlich bei Laufwasserkraftwerken stattfinden. Gewisse Mengen werden womöglich in Clustern bei grösseren Industriestandorten erzeugt und direkt vor Ort verbraucht werden. Langfristig werden Importe aus der EU und Drittstaaten voraussichtlich kostengünstiger sein. Aktuelle Studien zeigen, dass die Kostendegression bei Elektrolyseanlagen wie auch die Entwicklung einer stabilen Nachfrage und die Senkung der Preise für erneuerbaren Strom für eine zukünftige Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff zentral ist.[35] Es wird davon ausgegangen, dass um das Jahr 2030 nur sehr kostengünstiger grüner Wasserstoff (bei CO_2-Preisen von ca. 100 Euro pro Tonne) marktfähig sein wird. Das BFE rechnet damit, dass spätestens ab 2035 Wasserstoff importiert werden muss, um den steigenden Bedarf zu decken (Abbildung 4).[36]

[32] Die Differenz zwischen geschätzter Nachfrage (13'000 Tonnen pro Jahr) und dem Angebot (ca. 21'500 Tonnen pro Jahr) hängt damit zusammen, dass das Werk in Visp keinen Wasserstoff mehr für die Düngemittelproduktion benötigt. Ausserdem beruht die Differenz teilweise auf einer Überschätzung der Produktion in der Schweiz auf der Grundlage der verfügbaren Produktionskapazitäten. Zum Beispiel wird in Zeiten geringerer Nachfrage weniger Wasserstoff produziert (e4tech, 2018).

[33] Wie auch bei anderen Energieinfrastrukturprojekten stellen die Bewilligungen von Elektrolyseanlagen oft eine grosse Herausforderung dar.

[34] Der Verein der H2 Produzenten publiziert auf seiner Webseite eine Karte mit den gebauten und geplanten Produktionsstandorten: www.h2produzenten.ch (abgerufen am 19.07.2023)

[35] Agora, 2021.

[36] Die Produktion findet gemäss EP2050+ direkt bei Laufwasserkraftwerken statt, da dort der benötigte Strom nicht über ein Netz transportiert werden muss und somit keine Netzkosten anfallen, was die Wasserstoffproduktion verteuern würde. Ab 2035 findet die inländische Produktion gemäss Modellannahmen nur zu den Stunden statt, in welchen der Marktpreis unter 4 Rappen pro Kilowattstunde liegt, d.h. unterhalb der Gestehungskosten der Kraftwerke.

Gemäss den Modellen der Energieperspektiven 2050+ belaufen sich die Mengen an Wasserstoff, die in der Schweiz produziert werden, im Jahr 2035 auf rund 1.1 TWh (3.8 PJ) und im Jahr 2050 auf 1.9 TWh (6.8 PJ).[37] Dazu wäre im Jahr 2050 eine Elektrolysekapazität von 1.5 Gigawatt nötig.

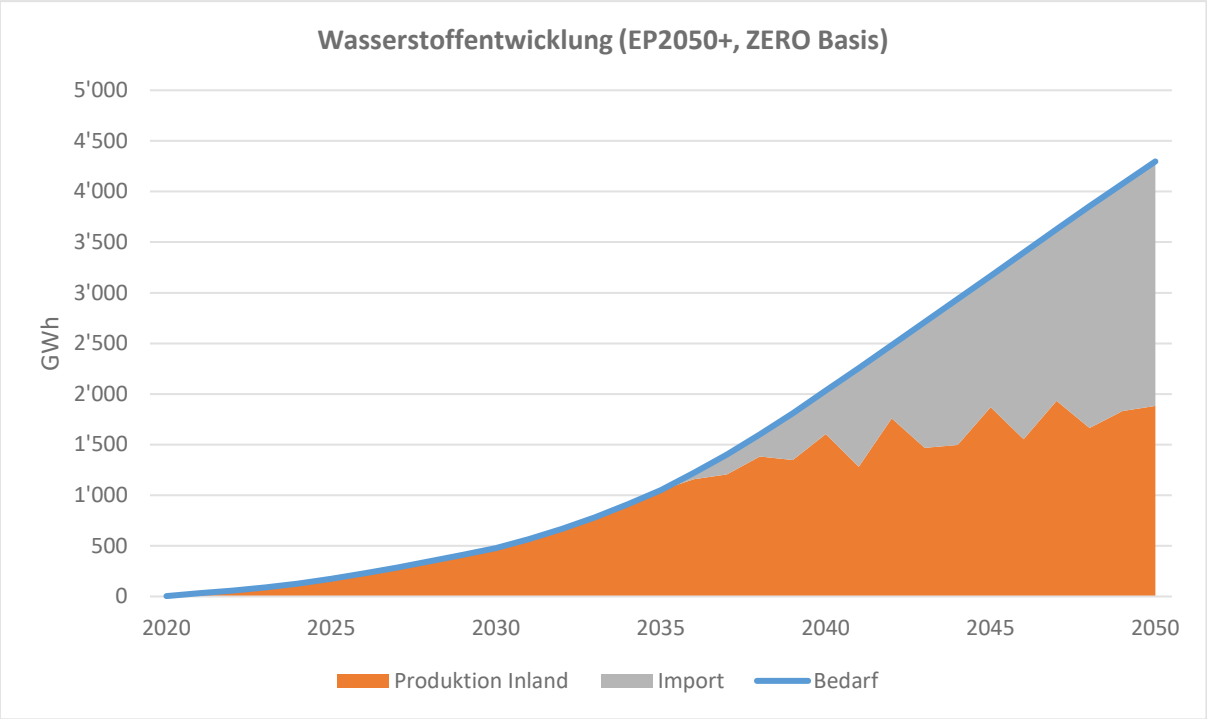


Abbildung 4: Entwicklung Wasserstoffproduktion und -verwendung in der Schweiz bis 2050, Szenario ZERO Basis der EP2050+ (Quelle: Prognos et al. 2020, eigene Darstellung).

Wasserstoff wird oft als geeignetes Medium angesehen, um Sommerstrom in den Winter zu verschieben. Die Stunden mit tiefen Strompreisen sind jedoch beschränkt und fluktuieren je nach Wind- und Sonnenstunden. Es sind nicht alle Elektrolyseure dazu geeignet, kurzfristig hoch- und runtergefahren zu werden. Zudem hat ein Elektrolyseur hohe Investitionskosten, weshalb er mindestens 3000 Stunden pro Jahr laufen muss, damit die Amortisationskosten pro Kilogramm produzierten Wasserstoff nicht zu hoch sind. Die saisonale Speicherung von Wasserstoff in der Schweiz ist aufgrund der ungünstigen geologischen Voraussetzung entsprechend teuer. Die Rückverstromung von Wasserstoff hat einen sehr tiefen Wirkungsgrad von zirka 25 bis 30 Prozent. Das heisst, dass es vier bis fünf Kilowattstunden Sommerstrom braucht für eine zusätzliche Kilowattstunde Winterstrom. Die aufgeführten Punkte zeigen, dass eine Verlagerung von im Sommer produziertem Strom in den Winter mit Wasserstoff zwar machbar, jedoch mit hohen Kosten verbunden ist.

4.4 Fazit und Optionen

Um das Netto-Null Ziel bis 2050 erreichen zu können, werden auch Wasserstoff und PtX-Derivate in der Energieversorgung der Schweiz eine Rolle einnehmen:

[37] Eine Studie von Polynomics et al. (2023) geht von grösseren in der Schweiz produzierten Mengen aus. Im Postulat 23.3023 «Synthetische Energieträger und saisonale Energiespeicher zur Stärkung der Versorgungssicherheit und insbesondere der Stromversorgungssicherheit im Winter. Auslegeordnung und Ausarbeitung einer Grundlage mit Handlungsoptionen insbesondere für die Schweiz» wird das Potential und die Bedeutung der Umwandlung von insbesondere Stromüberschüssen in synthetische Energieträger genauer angeschaut werden.

- In der Wärmestrategie 2050 zeigt das BFE auf, mit welchen Massnahmen die Klimaneutralität im Wärmebereich bis 2050 erreicht werden kann. Wasserstoff bzw. erneuerbare Gase und synthetische Brennstoffe sollen nur dort eingesetzt werden, wo es mit Blick auf die Versorgungssicherheit und den Klimaschutz volkswirtschaftlich am sinnvollsten ist und es keine erneuerbaren Alternativen gibt. Das gilt für die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme in der Industrie, für die Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen sowie für wärmegeführte WKK-Anlagen. Innerhalb der geplanten Revision des Stromversorgungsgesetzes zur Stromreserve im Winter ist die Förderung von erneuerbaren bzw. klimaneutralen WKK-Anlagen vorgesehen, die mittel- bis langfristig auch mit grünem Wasserstoff betrieben werden können. Diese Anlagen werden bei drohenden Mangellagen zusätzlich Winterstrom produzieren und erneuerbare bzw. klimaneutrale Wärme zur Verfügung stellen.
- Im Verkehrsbereich werden Wasserstoff und nachgelagerte synthetische Energieträger künftig vor allem im Flug-, Schiff- und teilweise im Schwerlastverkehr zum Einsatz kommen.
- Wo die Produktionsstandorte in der Schweiz liegen werden, ist von den Rahmenbedingungen abhängig. Um Netzentgelte einzusparen, wird die Wasserstoffproduktion voraussichtlich grossmehrheitlich direkt bei Stromproduktionsanlagen, wie Laufwasserkraftwerken oder Kehrichtverbrennungsanlagen, stattfinden. Diese produzieren Wasserstoff, wenn die Einspeisung aus anderen erneuerbaren Energiequellen hoch und die Strompreise entsprechend tief sind. Die heimische Wasserstoffproduktion wird voraussichtlich in der geografischen Nähe möglicher Abnehmer stattfinden, damit die Transportkosten gesenkt und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber importiertem Wasserstoff gesteigert werden kann. Für die Produktion von kohlestoffhaltigen synthetischen Energieträgern ist die Verfügbarkeit von CO_2 relevant. Hierzu eignen sich grundsätzlich Standorte, an denen CO_2 abgeschieden werden kann, wie Kehrrichtverbrennungs- oder Biomasse-Anlagen.[38] Die langfristige Klimastrategie der Schweiz sieht diese langfristig allerdings nicht für Synfuels vor.

Rahmenbedingungen für den Hochlauf des Heimmarktes

Um eine schrittweise Entwicklung einer CO_2-neutralen heimischen Wasserstoffwirtschaft weiter voranzutreiben, müssen Bund und Kantone die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen bereitstellen und die raumplanerischen Grundlagen erarbeiten. Für die Wasserstoffproduktion ist insbesondere die Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion zentral. Das Parlament hat hierzu innerhalb der Beratungen zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien Ziele zum Ausbau des erneuerbaren Stroms bis 2035 und 2050 festgelegt. Diese sind höher und sollen schneller umgesetzt werden, als der Bundesrat in seiner Botschaft basierend auf den Energieperspektiven 2050+ vorgeschlagen hatte. Die Ziele bieten einen gewissen Spielraum für die inländische Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien.

Aktuell werden Wasserstoff und synthetische Energieträger über verschiedene Instrumente gefördert:

- Die Befreiung von biogenen und synthetischen Treibstoffen von der Mineralölsteuer und der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA) für elektrisch betriebene Fahrzeuge sorgen

[38] Die Gewinnung von CO_2 aus der Luft (Direct Air Capture) ist auch eine Option, jedoch eine noch teurere Variante.

bereits heute dafür, dass Wasserstoff gegenüber herkömmlichen Energieträgern konkurrenzfähiger wird. Mit der Vorlage «Weiterentwicklung LSVA» werden diese Fahrzeuge in die LSVA integriert und werden ab voraussichtlich 2030 in die günstigste Abgabekategorie der LSVA eingeteilt. Ihren Platz in der günstigsten Abgabekategorie werden sie mit den batterieelektrischen schweren Nutzfahrzeugen teilen.

- Über Forschungsgelder und die Finanzierung von innovativen Pilot- und Demonstrationsprojekten werden Wasserstoffanwendungen zur Marktreife geführt.[39] Innovative Firmen, deren Produkte zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen, können zudem von Bürgschaften über den im CO_2-Gesetz verankerten Technologiefonds profitieren.
- Über die Stiftung KliK wird die Anwendung von Wasserstoff in schweren Nutzfahrzeugen gefördert. Zudem unterhält EnergieSchweiz ein Programm, mit dem die Dekarbonisierung der Wärme in der Industrie unterstützt wird, wovon auch Wasserstoffprojekte profitieren können.
- Vereinzelt haben auch Kantone Programme in Planung, um die Verbreitung von Wasserstoff zu fördern. So plant beispielsweise der Kanton Zürich eine Ausschreibung für Pilotanlagen zur Betankung mit Wasserstoff an güterverkehrsintensiven Standorten. Der Kanton Basel-Landschaft bekam im Mai 2023 vom Landrat den Auftrag, zusammen mit Bund und Nachbarkantonen eine regionale Wasserstoffstrategie auszuarbeiten.

Zudem hat das Parlament in den Beratungen zu Vorlagen der Energie- und Klimapolitik wie beispielsweise dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien weitere Elemente geplant, die den Aufbau des Wasserstoffheimmarktes begünstigen:

- So ist eine teilweise Rückerstattung von Netznutzungsentgelten bei der Produktion von Wasserstoff und dessen Nachfolgeprodukte unter Einhaltung von bestimmten Vorgaben vorgesehen.
- Durch das vom Schweizer Stimmvolk angenommene Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit werden künftig neuartige Technologien und Prozesse mit einer Summe von 200 Millionen Franken pro Jahr über sechs Jahre gefördert werden. Von dieser Subvention können auch Technologien profitieren, welche der Wertschöpfungskette des Wasserstoffheimmarktes zuzuordnen sind.
- Im CO_2-Gesetzesentwurf sind Beimischquoten für erneuerbare Flugtreibstoffe vorgesehen und unter Art. 103b Luftfahrtgesetz auch eine Förderung der Produktion synthetischer Flugtreibstoffe.
- Um den künftigen Bedarf an Wasserstoff in der Industrie abzuschätzen, wird es hilfreich sein, wenn diese innerhalb der Klimafahrpläne vom Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit aufzeigen, auf welche Energieträger sie langfristig in der Produktion setzen werden.

Bei einer möglichen Weiterentwicklung des Förderrahmens für klimaneutralen Wasserstoff ist eine ausgewogene Balance zwischen den zur Verfügung stehenden Instrumenten wichtig. Als prioritär sind jene

[39] Wasserstoff und Brennstoffzellen sind beim Bund schon länger ein wichtiges Forschungsgebiet, so gibt es beim BFE bereits seit über 15 Jahren ein entsprechendes Forschungsprogramm. Das vom BFE koordiniert Forschungsförderprogramm «SWiss Energy research for the Energy Transition» (SWEET) hat im Jahr 2022 eine Ausschreibung zum Thema «Nachhaltige Treib- und Brennstoffe und Plattformchemikalien» durchgeführt, welches mit dem Spezialfinanzierung Luftverkehr (SFLV) des BAZL koordiniert wird. Ein Konsortium wird 2023/24 seine Arbeiten aufnehmen und über sechs bis acht Jahre mit 15 Millionen Franken unterstützt.

Bereiche zu betrachten, in denen der Einsatz von Wasserstoff mittel- bis langfristig nahe der Wirtschaftlichkeit ist und in denen kaum alternative Dekarbonisierungsoptionen bestehen.[40]

Das BFE wird bei der Entwicklung der Wasserstoffstrategie einen möglichen Förderbedarf prüfen, wobei Förderungsmassnahmen des Bundes nur im Rahmen der bestehenden Bundeskompetenzen möglich sind. Beispielsweise soll geprüft werden, mit welchen Rahmenbedingungen die Bildung von Wasserstoff-Clustern in Industriegebieten unterstützt werden kann.

5 Transport und Import von Wasserstoff

5.1 Transport

Wasserstoff kann auf verschiedene Arten transportiert werden. Der Transport hängt stark von der zu transportierenden Menge und der Distanz des Transportweges ab. Beschränkt sich der Wasserstoffbedarf hauptsächlich auf den Mobilitätssektor und die Verwendung als Rohstoff, bleiben die nachgefragten Mengen vergleichsweise gering, würde ein Wasserstofftransport per Lastwagen in gasförmiger Form ausreichen.[41] Bei einem grösseren Bedarf an Wasserstoff, beispielsweise für industrielle Prozesse oder zur Stärkung der Stromversorgungssicherheit (Rückverstromung), ist der Transport von Wasserstoff durch Rohrleitungen ökonomisch sinnvoller. Wasserstoff wird dabei dem Erdgas beigemischt und über bestehende Leitungen oder in reinen Wasserstoffleitungen transportiert.[42] Durch eine Beimischung kann der Kohlenstoffgehalt beim Gaskonsum verringert werden. Eine Beimischung kann jedoch auch ein Anreiz für die Netzbetreiber sein, ihre Netze in Bezug auf das Netto-Null Ziel länger als nötig mit Erdgas zu betreiben. Bei der Umwidmung von Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport ist eine genaue Kenntnis und Überprüfung der eingesetzten Werkstoffe im gesamten Leitungsbereich erforderlich, da Wasserstoff andere Eigenschaften besitzt als Erdgas.[43] Wird Wasserstoff in einen synthetischen Energieträger umgewandelt, was mit Umwandlungsverlusten verbunden ist, kann für dessen Transport die bereits bestehende Infrastruktur genutzt werden.

Für den internationalen Transit ist der Aufbau einer die Transitgasleitung für den Wasserstofftransport zu prüfen. Abhängig von der Nachfrage können danach, ausgehend von der Transitgasleitung, Hochdruckleitungen durch die Schweiz zu regionalen Clustern und einzelne Stichleitungen gebaut werden. Ein Wasserstoffverteilnetz zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme ist aufgrund der effizienteren Alternativen nur in Ausnahmefällen erforderlich.[44]

Für einen möglichen Bau von Wasserstoffleitungen oder eine Umrüstung der Gasnetzinfrastruktur ist die Branche verantwortlich. Die Aufgabe von Kantonen, Gemeinden und Bund ist es, die Rahmenbedin-

[40] Für mögliche Anreizsysteme und Fördermassnahmen siehe die Studie von Compass Lexecon und ETH Zürich von 2023.

[41] Der Transport per Lastwagen ist nur für kürzere Strecken sinnvoll. Der Grund liegt in den im Vergleich zum Pipelinetransport geringen Energiemengen, die transportiert werden können. Dadurch ist der Transport via Lastwagen auch vergleichsweise teuer. Prognos et al., 2022.

[42] In der Schweiz werden einzelne reine Wasserstoffleitungen geplant, wie Projekte verschiedener Energieversorger wie Axpo, Alpiq Gruyère Energie oder Gaznat zeigen.

[43] Vgl. dazu die Empfehlung H1000 zu Planung, Bau und Betrieb von Rohrleitungsanlagen für den Transport von Wasserstoff des Fachverbands für Wasser, Gas und Wärme (SVGW) von 2023. SVGW, 2023.

[44] Die Energieperspektiven 2050+ (Prognos et al., 2020) und die Wärmestrategie 2050 des BFE (BFE, 2023) zeigen, dass die benötigte Niedertemperaturwärme am effizientesten über Wärmepumpen und thermische Netze inklusive WKK-Anlagen bereitgestellt wird. Höhere Temperaturen können durch Biomasse, Biogas und WKK-Anlagen abgedeckt werden. Die WKK-Anlagen können dabei zur Spitzenlastabdeckung auch mit Wasserstoff betrieben werden.

gungen so zu setzen, dass ein Markthochlauf ermöglicht wird und die Sicherheit für Bevölkerung und Umwelt gewährleistet bleibt. Als ersten Schritt hat der Bundesrat die Rohrleitungsverordnung auf den 1. Juli 2023 revidiert, um deren Anwendungsbereich auf Wasserstoff auszuweiten. Er hat damit den gesetzlichen Rahmen für die Aufsichtsverantwortung und die Kompetenzverteilung zwischen Bund und Kantonen in Bezug auf den Transport und die Leitungen, die ausschliesslich für Wasserstoff bestimmt sind, geregelt. Die Zuständigkeit für die Überwachung von Wasserstoffleitungen, die mit einem Druck von mehr als 5 bar und einem Aussendurchmesser grösser als 6 cm betrieben werden, liegt beim Bund.[45] Durch die Festlegung des rechtlichen Rahmens für die Beförderung von Wasserstoff soll einerseits eine Harmonisierung der geltenden Vorschriften auf Bundesebene und andererseits das hohe Sicherheitsniveau der übrigen Rohrleitungsanlagen erreicht werden. Die Vereinheitlichung der Verfahren und die Überwachung der Leitungen durch eine einzige Behörde werden zu mehr rechtlicher und technischer Sicherheit führen. Bei der Planung der Netzinfrastruktur sind auch raumplanerische Aspekte wie die Abstimmung auf andere Netze (Fernwärme, CO_2, Strom) relevant. Aufgrund der ausgeführten Kompetenzteilung ist auch die raumplanerische Abstimmung zwischen Bund und Kantone zu intensivieren.

5.2 Import von Wasserstoff

Für den Wasserstoffimport in die Schweiz, der gemäss Energieperspektiven 2050+ voraussichtlich erst ab 2035 in grösseren Mengen stattfinden wird, ist ein Zugang zur europäischen Wasserstoffnetzinfrastruktur zentral. Die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber – darunter auch Fluxswiss, die Betreiberin der Schweizer Transitgasleitung – haben zusammen einen European Hydrogen Backbone entworfen mit dem Ziel, in Europa bis 2050 ein flächendeckendes Wasserstoff-Transportnetz zu errichten.[46] Dabei soll die bestehende Transitgasleitung von Frankreich und Deutschland durch die Schweiz nach Italien zwischen den Jahren 2030 und 2040 so umgerüstet und ausgebaut werden, dass sie wasserstofftauglich ist.[47] Wichtig für die Schweiz ist, dass neben der Schweizer Transitgasleitung auch die Anschlussleitungen in den Nachbarstaaten rechtzeitig auf Wasserstoff umgerüstet werden.

5.3 Fazit und Optionen

Für einen möglichen Bau von Wasserstoffleitungen oder eine Umrüstung der Gasnetzinfrastruktur ist die Branche verantwortlich. Gemeinde, Kantone und der Bund setzt dabei die Rahmenbedingungen so, dass ein Markthochlauf ermöglicht wird und die Sicherheit für Bevölkerung und Umwelt gewährleistet bleibt.

- Seit dem 1. Juli 2023 fallen Wasserstoffleitungen, die mit einem Druck von mehr als 5 bar und einem Aussendurchmesser grösser als 6 cm betrieben werden, in die Zuständigkeit des Bundes. Der Bund überarbeitet aktuell die Rohrleitungs- und Rohrleitungssicherheitsverordnung (RLV und RLSV).

[45] Zurzeit werden in der Schweiz zunehmend neue Projekte für kurze Leitungen für den Transport von reinem Wasserstoff entwickelt. Ein Grossteil dieser Wasserstoffleitungen erfüllt die doppelte Bedingung (5 bar und 6 cm) nicht. Daher würden sie unter die Zuständigkeit der Kantone fallen.

[46] EHB, 2022.

[47] Die in der Studie «European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries» der European Hydrogen Backbone (EHB) Initiative aus dem Jahr 2022 eingezeichnete Route aus Italien über Österreich nach Deutschland soll bereits 2030 bereitstehen. Aufgrund der späteren Anbindung der Schweiz befürchten Schweizer Akteure (z.B. VSG, Industriebranche, Transitgas und EnDK) vom europäischen Markt abgehängt zu werden und wollen die Transitgasleitung deshalb bereits früher umrüsten. Das BFE ist bereit mit den Nachbarstaaten zu prüfen, ob eine vorgezogene Anbindung möglich ist und entsprechende Absichtserklärungen abgeschlossen werden können. Es ist jedoch unklar, ob einerseits bereits ausreichend Wasserstoff in Italien und Nordafrika produziert wird, welcher durch diese Leitungen fliessen würde und andererseits, ob 2030 bereits eine substantielle Nachfrage nach Wasserstoff in der Schweiz besteht. Siehe dazu EHB, 2022, S. 5.

Damit will er sicherstellen, dass die Leitungen für den Transport von Wasserstoff geeignet sind. Die Revision soll am 1. Januar 2025 in Kraft treten.[48]

- Bei der Planung der Netzinfrastruktur für Wasserstoff muss die Energieversorgung im Gesamtkontext beachtet werden. Es sind raumplanerische Aspekte wie Korridore und Platzbedarf von Fernwärme-, Wasserstoff-, CO_2- und Gasnetzen zu berücksichtigen. Es gilt den künftigen Bedarf der verschiedenen Netze zu erkennen und die Rahmenbedingungen für deren Ausbau zu definieren, so dass eine Fehlplanung und eine Überdimensionierung in den verschiedenen Netzen vermieden werden kann. Das BFE hat in Zusammenarbeit mit dem Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) und den Kantonen Arbeitsgruppen mit der Branche ins Leben gerufen, um Fragen zur Dimensionierung und Umsetzung der nötigen Netzinfrastruktur frühzeitig anzugehen und zu klären. Bezüglich eines CO_2-Transportnetzes sowie seiner geologischen Speicherung hat das Bundesamt für Umwelt (BAFU) eine nationale Arbeitsgruppe gebildet mit dem Ziel, die Kompetenzverteilung sowie die Finanzierungsmechanismen zu klären.[49] Die Regulierung allfälliger CO_2-Pipelines liegt allerdings in der Kompetenz der Kantone, da zurzeit keine Verfassungsgrundlage für eine umfassende Regulierung durch den Bund besteht (das gleiche gilt für geologische CO_2-Speicher im Inland).
- Die Regulierung künftiger Wasserstoffnetze wird in der Wasserstoffstrategie behandelt. Dabei geht es neben Zugangsrechten vor allem um die Finanzierung der Netze. Für die Umrüstung der bestehenden Netzinfrastruktur und noch mehr für den Neubau von Wasserstoffleitungen wären erhebliche Investitionen nötig, während die Nachfrage nach Wasserstoff und somit die Durchleitungsmengen erst kontinuierlich zunehmen werden. Die hohen Investitionskosten in die Netzinfrastruktur müssen somit anfangs von wenigen Abnehmern getragen werden. Dies kann zu Fehlanreizen und einer Verzögerung der Transformation hin zu erneuerbaren Energien führen. Es gilt deshalb, die regulatorischen Möglichkeiten zu prüfen, um die entstehenden Netzkosten so zu verteilen, dass Investitionen nicht verhindert werden. Das BFE hat eine Studie in Auftrag gegeben, welche verschiedene Szenarien einer möglichen Wasserstoffnetzregulierung untersuchen soll.
- Da die Schweizer Nachfrage nach Wasserstoff langfristig voraussichtlich hauptsächlich über Importe gedeckt wird, ist die Prüfung einer Integration ins europäische Wasserstoffnetzwerk wichtig. Hierzu ist neben dem Anschluss an kleinere Leitungen, wie sie im Raum Basel durch die Industriellen Werke Basel (iwb) bereits vorangetrieben werden, vor allem der Anschluss der Transitgasleitung von Bedeutung. Das BFE ist dazu mit den Betreibern der Transitgasleitung in Kontakt und sucht das Gespräch mit den Nachbarstaaten Deutschland, Italien und Frankreich um die gemeinsamen Interessen einer Wasserstofftransitleitung durch die Schweiz hervorzuheben und den Leitungsausbau in den jeweiligen Ländern zu koordinieren.
- Im Hinblick auf die Erfüllung der Motion 20.4406 Suter «Grüne Wasserstoffstrategie für die Schweiz» und der darin geforderten Importstrategie ist neben dem Import von Wasserstoff auch der Import von Wasserstoff-Derivaten wie Ammoniak oder synthetischem Methan und Methanol zu

[48] Zum jetzigen Zeitpunkt scheint es, dass die derzeitigen Regelungen der RLV und der RLSV auf die Beförderung von Beimischung mit einem bestimmten Anteil an Wasserstoff übertragbar sind. Für die Beförderung von reinem Wasserstoff werden voraussichtlich aber spezifische Regelungen erforderlich sein.

[49] BAFU, 2023.

berücksichtigen. Dabei sollen auch soziale und ökologische Kriterien berücksichtigt werden. Das BFE hat eine Studie in Auftrag gegeben, um mögliche Exportländer zu analysieren und dabei auch geopolitische Risiken zu eruieren.

- International werden klar definierte Nachhaltigkeitsstandards für die Wasserstoffwertschöpfungskette und die synthetischen Nachfolgeprodukte entwickelt, die auch für die Schweiz von Bedeutung sein werden. Diese Entwicklungen werden vom BFE durch den Einsitz in den entsprechenden internationalen Gremien beobachtet und fliessen wo nötig in die energiepolitischen Vorlagen ein.
- Im 2025 soll das Register für erneuerbare flüssige und gasförmige Treib- und Brennstoffe in Betrieb genommen werden. Es soll auch die heimische Produktion sowie den Import von Wasserstoff erfassen. Die dazu nötigen Herkunftsnachweise und Zertifikate für ökologische Herstellungsnachweise werden in enger Anlehnung zu den Plänen der EU entwickelt.
- Entscheidend zum Gelingen der Anbindung an den EU-Binnenmarkt ist ein vertraglich geregeltes Verhältnis mit der EU. Der künftige EU-Wasserstoffmarkt wird rechtlich auf dem heutigen EU-Gasbinnenmarkt aufbauen. Im Rahmen des Paketansatzes des Bundesrates strebt die Schweiz ein Stromabkommen mit der EU an. Der Bundesrat hat am 21. Juni 2023 die Eckwerte für ein Verhandlungsmandat verabschiedet. Wenn die Gespräche weiterhin gut vorankommen, wird der Bundesrat sich bis Ende 2023 auf die Verabschiedung eines Verhandlungsmandates vorbereiten. Gas bzw. Wasserstoff sind nicht im Paketansatz des Bundesrates, bzw. im Stromabkommen enthalten. Selbst ohne Gas- bzw. Wasserstoffmarktzugang ist jedoch ein Anschluss der Schweiz ans EU-Wasserstoffnetz möglich.

Die Schweiz wird beim Import von Wasserstoff auch auf Drittländer ausserhalb der EU angewiesen sein.[50] Dabei kann sie auf die bestehenden Instrumente des Bundes im Bereich der internationalen Zusammenarbeit zurückgreifen, beispielsweise auf die Auslandkompensation von CO_2-Emissionen innerhalb der Klimapolitik. Die Schweiz unterhält bereits mit elf Ländern eine vertragliche Vereinbarung zur Kompensation von CO_2, über die unter Schweizer Beteiligung auch Wasserstoffprojekte in den Vertragsländern abgewickelt werden könnten, um Wasserstoff in die Schweiz zu importieren.[51]

Zu Beginn der Marktentwicklung ist davon auszugehen, dass Eins-zu-Eins Verträge zwischen Anbietern (Produzenten) und Nachfragern abgeschlossen werden. Damit werden Sicherheiten geschaffen, dass einerseits der produzierte Wasserstoff einen Abnehmer findet und andererseits der nachfrageseitige Bedarf gedeckt wird. Produktion und Nachfrage werden vorerst auf engem geografischem Raum, in sogenannten Clustern, mit kurzen Transportwegen stattfinden. Erst mit der Zeit dürften sich die Cluster über ausgebaute Transportwege wie den European Hydrogen Backbone verbinden und ein global liquider Markt mit physischen Handelsplätzen entstehen.

Für die Schweiz bedeutet dies, dass die Teilnahme an Beteiligungen wie beispielsweise der Deutschen Initiative H2Global geprüft werden muss, falls die Nachfrage nach Wasserstoff und PtX-Derivaten frühzeitig ansteigt. Hier sind Bund und Branche gleichermassen gefordert, solche Beteiligungen zu prüfen.

[50] Das BFE hat das Swiss Institute for Global Affairs (SIGA) beauftragt, verschiedenen mögliche Wasserstoff-Exportländer aufgrund geopolitischer Risiken sowie sozialen und ökologischen Kriterien zu beurteilen. Die Ergebnisse werden in die Wasserstoffstrategie einfliessen.

[51] Vereinbarungen bestehen mit Peru, Ghana, Senegal, Ukraine, Georgien, Uruguay, Marokko, Malawi, Vanuatu, Dominica und Thailand. In Verhandlung sind Chile und Kenia.

6 Speicherung von Wasserstoff

Ein grosser Vorteil von Wasserstoff gegenüber Strom ist, dass man ihn ohne grosse Verluste über längere Zeit speichern kann, sofern entsprechende Infrastrukturen vorhanden sind. Wasserstoff kann deshalb künftig als saisonales Speichermedium zur Energieversorgungssicherheit beitragen, indem der im Sommer produzierte erneuerbare Strom in den Winter verschoben wird, sofern die Kosten dafür getragen werden können. Die Wasserstoffspeicherung flexibilisiert auch die Beschaffung. Wasserstoff könnte somit zu Zeiten importiert werden, in denen dieser günstig beschafft werden kann.

Es gibt technisch verschiedene Möglichkeiten, Wasserstoff in kleineren und grösseren Mengen zu speichern, sei dies gasförmig komprimiert oder verflüssigt.[52] Poröse geologische Schichten wie z.B. erschöpfte Öl- und Gasreservoirs, Aquifere oder Salz- und Felskavernen zählen zu den Untergrundspeichern mit grossen und mittleren Volumina, welche sich für eine saisonale Speicherung eignen. Das BFE hat 2022 einen Bericht zuhanden des Bundesrats zum Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung publiziert. Darin wird unter anderem festgehalten, dass in der Schweiz bisher keine geeignete unterirdische Gasspeicher bekannt sind, welche künftig zur Speicherung von Wasserstoff dienen könnten.[53] Der Westschweizer Gasnetzbetreiber Gaznat verfolgt zurzeit ein Projekt, um künftig Erdgas in einem Kavernenspeicher im Grimselgebiet zu speichern.[54] Bisher war es in der Schweiz aufgrund der mangelnden Kenntnis des Untergrunds und aus wirtschaftlichen Gründen nicht möglich, grosse Gasspeicheranlagen (z.B. Kavernen-Speicher) zu errichten. Die laufende Erkundung des Schweizer Untergrunds in Umsetzung der Motion 20.4063 «Schluss mit der Blackbox. Klimaschutz, Energiesicherheit und Infrastrukturnutzung dank Erforschung des Untergrunds» der FDP-Liberalen Fraktion soll mehr Erkenntnisse liefern, welche Lösungen für die Speicherung im Untergrund (Wärme, CO_2, aber auch Wasserstoff und Erdgas) es in der Schweiz geben könnte. Um grosse Gasspeichermöglichkeit in der Schweiz zu realisieren, könnten dabei auch raumplanerische Entscheide nötig werden (z.B. Richtplaneintrag). In der Schweiz gibt es heute nur Speicheranlagen für den täglichen Gebrauch, bei denen es sich um Kugel- und unterirdische Röhrenspeicher handelt. Im Jahr 2020 verfügten diese Speicherüber Kapazitäten von rund 3 bis 4 Millionen Nm^3 (dazu kommen noch die Netzpuffer). Diese Kapazitäten entsprechen einem halben Tag durchschnittlichen Bruttoverbrauchs von Gas.

6.1 Fazit und Optionen

Im Rahmen der Wasserstoffstrategie wird der Bundesrat die Speicherthematik rund um Gas vertieft behandeln und auch der Bedarf von Speicheranlagen zu Versorgungszwecken prüfen.

Die saisonale Speicherung in der Schweiz ist innerhalb der Energieforschung sowohl im ETH-Bereich, bei den Universitäten sowie bei den Fachhochschulen ein Schwerpunktthema.[55] Auch private Initiativen

[52] PSI, 2022.

[53] BFE, 2022.

[54] Nach Angaben von Gaznat könnten bis zu vier Kavernen mit einer Gesamtkapazität von 1,48 TWh gebaut werden, was etwas mehr als 4 % des Landesverbrauchs 2020 entspricht. Zum Vergleich: Gaznat und der Gasverbund Mittelland (GVM) können in Frankreich bis zu 3 TWh Gas speichern, wobei deren Zugang im Vergleich zu französischen Kunden diskriminierungsfrei gegeben ist. Siehe dazu auch BFE (2022).

[55] Zahlreiche dieser Forschungsprojekte sind im Bericht BFE 2022 beschrieben.

unterstützen die angewandte Forschung im Bereich der Energiespeicher. So hat beispielsweise der Unternehmer Hansjörg Wyss mit der ETH Zürich und der EPFL Lausanne 2023 ein Projekt in der Höhe von 100 Millionen Franken lanciert, in welchem untersucht werden soll, wie Strom saisonal vom Sommer für den Winter gespeichert werden kann.[56]

Falls es in der Schweiz langfristig nicht möglich sein wird, Wasserstoff saisonal zu speichern, könnten Abkommen mit Nachbarstaaten geprüft werden, um zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Teile ihrer Speicher zurückgreifen zu können.[57] Im europäischen Wasserstoffnetz besteht die Möglichkeit, das Netz durch Kavernenspeicher zu puffern. Diese Speicher werden aktuell zur Erdgasspeicherung genutzt, eignen sich aber grundsätzlich auch zur Wasserstoffspeicherung.

Neben der Speicherung von Wasserstoff besteht die Möglichkeit, Wasserstoff unter Beifügung von Kohlenstoffen in einen synthetischen flüssigen oder gasförmigen Energieträger umzuwandeln, welcher eine höhere volumetrische Energiedichte besitzt und dadurch platzsparender, in bereits vorhandener Infrastruktur transportiert und gespeichert werden kann. Für die Speicherung dieser synthetischen Energieträger könnte auf die bestehende Speicherinfrastruktur der Pflichtlager in der Schweiz zurückgegriffen bzw. diese weiter ausgebaut werden.[58] Der Nationalrat hat in der Frühlingssession 2023 das Postulat 23.3023 «Synthetische Energieträger und saisonale Energiespeicher zur Stärkung der Versorgungssicherheit und insbesondere der Stromversorgungssicherheit im Winter. Auslegeordnung und Ausarbeitung einer Grundlage mit Handlungsoptionen insbesondere für die Schweiz» der UREK-N überwiesen. Darin wird der Bundesrat beauftragt, in einem Bericht das Potenzial und die Bedeutung der Umwandlung von Stromüberschüssen in synthetische Energieträger (Power-to-X-Derivate) und die Bedeutung der dazu nötigen saisonalen Energiespeicher im künftigen Energiesystem der Schweiz darzulegen.

7 Kosten für Produktion und Import von Wasserstoff

Im Hinblick auf das Netto-Null Ziel gibt es in mehreren Anwendungsfällen kaum erneuerbare Alternativen zum Wasserstoff und dessen PtX-Derivaten. Internationale Studien rechnen damit, dass der starke Zubau von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen sowie die Produktion an kostengünstigen Standorten die Kosten senken und grünen Wasserstoff längerfristig konkurrenzfähig machen wird.[59] Die Produktionskosten von grünem Wasserstoff sind von mehreren Faktoren abhängig, beispielsweise der Produktionsart (Alkali-, PEM-Elektrolyse etc.), der Einsatzdauer und des Wirkungsgrads des Elektrolyseurs sowie der Strom- und Netzkosten. Das Paul-Scherrer-Institut (PSI) hat im Auftrag des BFE die Entwicklung der Kosten für die Wasserstoffproduktion durch alkalische, PEM- und Festoxid-Elektrolyse (SOEC) untersucht.[60] Die Preise für eine Kilowattstunde grünen Wasserstoff bewegen sich heute in Bereichen

[56] Weitere Projekte auf privatwirtschaftlicher Basis sind ebenfalls im Bericht BFE 2022 beschrieben.

[57] Die Regionalgesellschaften Gaznat SA und GVM nutzen heute französische Speicherkapazitäten, die vertraglich in einem Abkommen mit Frankreich vereinbart wurden. Dieses Abkommen garantiert die Gleichbehandlung der Schweizer Kundinnen und Kunden mit den französischen Kundinnen und Kunden im Falle einer Knappheit bei der Nutzung der Speicher.

[58] In der Schweiz gibt es zurzeit rund 60 Tankanlagen, in denen Erdölprodukte gelagert werden. Die Lager für Erdölprodukte befinden sich einerseits an den Einfuhrstellen, vor allem in Basel, in Genf und im Tessin, und andererseits über das ganze Land verteilt. Grössere Anlagen mit hoher Umschlagstätigkeit befinden sich bei der Raffinerie in Cressier und in der Nähe der Konsumzentren im Mittelland zwischen Boden- und Genfersee. Gesamtschweizerisch stehen dem Handel für alle Produkte mehr als 7 Millionen Kubikmeter zur Verfügung. Die grösste Tankraumkonzentration befindet sich nahe der Rheinhäfen im Raum Basel.

[59] IRENA, 2019.

[60] PSI, 2022.

von etwa 10.5 bis 36 Rappen pro Kilowattstunde (3.5 bis 12 CHF/kg) und werden für das Jahr 2050 auf 9 bis 28.5 Rappen pro Kilowattstunde (3 bis 9.5 CHF/kg) geschätzt, dies bei Strompreisen von 5 bis 15 Rappen pro Kilowattstunde. Unsicherheitsfaktoren sind künftige Erdgas- und CO_2-Preise auf der einen und insbesondere auch Strompreise sowie Preise von Elektrolyseuren auf der anderen Seite.

Beim Import von Wasserstoff haben neben den Produktionskosten auch die Transportkosten und die mögliche nötige Umwandlung in einen anderen Energieträger, wie beispielsweise Ammoniak oder Methanol, eine Auswirkung auf den Preis. Deshalb ist beim Wasserstoffimport neben den günstigen Produktionsstandorten auch die Nähe zur Schweiz ein Kostenfaktor. Verschiedene Studien zeigen, dass in Europa vor allem Spanien und Portugal aufgrund ihres hohen Potenzials zum Ausbau der Solar- und Windenergie interessant sind.[61] Ebenso haben verschiedene nordeuropäische Länder (Grossbritannien, Irland, Niederlande, Norwegen) dank ihren Offshore-Windstromkapazitäten das Potenzial, grosse Wasserstoffproduzenten zu werden. Marokko und andere nordafrikanische Länder können mit ihrem Potenzial an Wind- und Solarstrom günstig grünen Wasserstoff herstellen und dank ihrer geografischen Nähe den Wasserstoff verhältnismässig günstig nach Europa transportieren. Weitere Länder im Nahen Osten, auf dem amerikanischen Kontinent sowie Australien haben ebenfalls Potenzial, grünen Wasserstoff künftig günstig produzieren zu können. Allerdings werden die Transportkosten sowie die Kosten für die Umwandlung in flüssigen Wasserstoff oder Ammoniak und die spätere Rückumwandlung zu vergleichsweise höheren Wasserstoffpreisen führen.[62]

8 Kosten einer Rückverstromung von Wasserstoff

Die Produktion von Wasserstoff, das Komprimieren, die Speicherung, der Transport und die anschliessende Rückumwandlung in Strom sind sehr energieintensiv und verglichen mit anderen Möglichkeiten der Stromerzeugung entsprechend kostspielig. Ein grosser Vorteil ist, dass mit Wasserstoff im Sommer zu sehr tiefen Preisen erzeugter Strom in den Winter verschoben werden kann. Die Berechnungen des PSI sowie weiteren Forschungseinrichtungen zeigen, dass die Kosten im Jahr 2019 zur Rückverstromung von Wasserstoff mittels eines PEM-Brennstoffzellen Kleinsystem von einem Megawatt elektrisch und eines Wasserstoffspeichers 470 Franken pro Megawatt elektrisch betrugen.[63] Aufgrund der Entwicklung von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren kann gemäss PSI damit gerechnet werden, dass bis im Jahr 2030 eine Stromproduktion aus Wasserstoff zu Kosten von 150 Franken pro Megawatt elektrisch möglich sein wird. Die Studie «Energiezukunft 2050» von VSE und Empa sieht in einzelnen Szenarien eine grosse Stromproduktion aus Wasserstoff vor. Sie geht im Jahr 2040 von Stromgestehungskosten in Höhe von 203 Franken pro Megawattstunde und 2050 in Höhe von 154 Franken pro Megawattstunde aus.[64]

[61] Aurora, 2022; Agora, 2022; IRENA, 2022.

[62] Aurora, 2022.

[63] SCCER, 2019.

[64] Der Strom aus Wasserstoff-Gas- und Dampfkraftwerken wäre 2050 damit günstiger als Strom aus Kehrichtverbrennungsanlagen mit 211 Franken pro Megawattstunde, aber teurer als Strom aus alpinen Photovoltaikanlagen mit 126 Franken pro Megawattstunde.

9 Schlussfolgerungen

Die Nachfrage nach Wasserstoff wird in der Schweiz bis 2050 ansteigen. Im Vergleich mit anderen europäischen Ländern dürfte er aber kleiner ausfallen, da die Schweiz weniger Schwerindustrie und thermische Kraftwerke hat und auch der Bedarf an Wasserstoff als Rohstoff verhältnismässig klein ist. Der mittelfristige Bedarf wird voraussichtlich bis 2035 vorwiegend mit heimischer Produktion gedeckt werden. Daher muss in den nächsten zehn Jahren die heimische Wasserstoffproduktion hochgefahren werden. Gefordert ist hier in erster Linie die Branche und regulierend die Kantone, Gemeinden sowie der Bund. Wasserstoff und PtX-Derivate dürften einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung in der Industrie leisten können.

Damit eine einheimische Produktion für Wasserstoff und seine Folgeprodukte entstehen kann, muss eine verlässliche inländische Nachfrage vorhanden sein. Es ist daher an der Industrie, den Verbänden und den Energieversorgern, Klarheit darüber zu schaffen, welche Mengen dieser Energieträger künftig in welchen Bereichen nötig sein werden und wie die Pläne für den Zubau von Produktionskapazitäten und den Aufbau und Betrieb von Elektrolyseuren aussehen. Ein zuverlässig ausgewiesenes Mengengerüst erlaubt es, die Dimensionierung des Heimmarktes sowie der damit verbundenen Kosten für den Auf- und Ausbau der Wertschöpfungskette (Technologien, Produktion, Speicherung, Transport und Verteilung) abzuschätzen und die entsprechenden Massnahmen zur Gewährleistung stabiler Rahmenbedingungen sicherzustellen. Der Bund unterstützt diesen Prozess mit den bestehenden Instrumenten der Energie- und Klimapolitik sowie mit der Ausarbeitung einer nationalen Wasserstoffstrategie 2050, welche im Jahr 2024 vorliegen soll.

Bei einer langfristig grösseren Nachfrage wird die Schweiz auf Importe angewiesen sein. Die Umrüstung und der Ausbau der entsprechenden Leitungen sollten bereits heute geplant und vorangetrieben werden. Auch sollte sichergestellt werden, dass die Schweiz an das europäische Wasserstoffnetz angebunden wird.

Eine Auswahl von nötigen Schritten zum Hochlauf des Wasserstoffmarktes Schweiz in den nächsten zehn Jahren sind auf dem Zeitstrahl auf Seite 5 und 6 aufgelistet.

10 Literaturverzeichnis

Agora, 2021. Making renewable hydrogen cost-competitive – Policy instrument for supporting green H_2. Agora Energiewende und Guidehouse, 2021.

Agora Energiewende, Agora Industrie, 2022. 12 Thesen zu Wasserstoff. 2022.

Aurora, 2022. The economics of hydrogen imports: Better to stay local? London, 7.12.2022.

BAFU, 2023. Nationale Arbeitsgruppe zu CO2-Entnahme und Speicherung («AG CSS/NET). Mandat und Zusammensetzung. Ittigen, 3.5.2023.

BAZL, 2022. Bericht des BAZL betreffend die Förderung der Entwicklung und des Einsatzes von nachhaltigen Flugtreibstoffen. Bern, 15.12.2022.

BFE, 2022. Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung – Bericht zuhanden des Bundesrats. Bundesamt für Energie, Ittigen 2022.

BFE, 2023. Wärmestrategie 2050. Ittigen, 2023.

Bundesrat, 2022. CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET) – Wie sie schrittweise zum langfristigen Klimaziel beitragen können. Bericht des Bundesrates, 2022.

Compass Lexecon und ETH Zürich, 2023. Ein Förderrahmen für grünen Wasserstoff in der Schweiz – Eine Studie von Compass Lexecon und der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich im Auftrag des BFE, 2023.

E4tech (2018). Swiss Hydrogen Production and Demand – An Overview. Im Auftrag des BFE, 2018.

EBP, 2023. Verständnis Ladeinfrastruktur 2050 – Wie lädt die Schweiz in Zukunft? Im Auftrag des BFE, 2023.

EHB, 2022. Euorpean Hydrogen Backbone initiative - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. By Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FluxSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, Gas Networks Ireland, GAZ-SYSTEM, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinacro, Plinovodi, REN, Snam, TAG, Teréga, and Transgaz, supported by Guidehouse, 2022.

IEA, 2015. Technology Roadmap – Hydrogen and Fuel Cells. International Energy Agency, Paris 2015.

IEA, 2020. Energy Technology Perspectives 2020. International Energy Agency, Paris 2020.

IRENA, 2019. Hydrogen: A Renewable Energy Perspective - Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022.

IRENA, 2022. Geopolitics of the Energy Transformation – The Hydrogen Factor. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022.

ITF, 2022. Decarbonising Europe's Trucks – How to Minimise Cost Uncertainty. International Transport Forum, OECD, 2022.

Polynomics, E-Bridge, EPFL, 2023. Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz. Im Auftrag von VSG und VSE, 2023.

Prognos, TEP, Infras, Ecoplan, 2020. Energieperspektiven 2050+ – Kurzbericht. Im Auftrag des BFE, 2020.

Prognos, TEP, Infras, Ecoplan, 2022. Energieperspektiven 2050+ – Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+. Im Auftrag des BFE, 2022.

PSI, 2022. Electricity storage and hydrogen – technologies, costs and impacts on climate change – Including updates of costs and potentials of photovoltaics and wind power in Switzerland. Christian

Bauer (ed.), Harshil Desai, Thomas Heck, Romain Sacchi, Simon Schneider, Tom Terlouw, Karin Treyer, Xiaojin Zhang. Im Auftrag des BFE, 2022.

SVGW, 2022. SVGW-Regelwerk für Gas – Richtlinie G18, Gasbeschaffenheit. Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfachs (SVGW), 2022.

SVGW, 2023. H1000 – Empfehlung zu Planung, Bau und Betrieb von Rohrleitungsanlagen für den Transport von Wasserstoff. Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfachs (SVGW), 2023.

SCCER, 2019. Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz – Ein Weissbuch. Swiss Competence Centers for Energy Research, Joint Activity, T. Kober, C. Bauer, C. Bach, M. Beuse, G. Georges, M. Held, S. Heselhaus, P. Korba, L. Küng, A. Malhotra, S. Moebus, D. Parra, J. Roth, M. Rüdisüli, T. Schildhauer, T.J. Schmidt, T.S. Schmidt, M. Schreiber, F.R. Segundo Sevilla, B. Steffen, S.L. Teske. 2019.

TNO und Agora Verkehrswende, 2022. Techno-Economic Uptake Potential of Zero-Emission Trucks in Europe. Transport & Environment und Agora Verkehrswende, 2022.

Umweltbundesamt, 2006. Emissionen von Wasserstofffahrzeugen – Abschätzung der Emissionen von wasserstoff- und brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen. Studie wurde im Auftrag des Ministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich, Wien 2006.

VSE, Empa, 2022. Energieversorgung der Schweiz bis 2050 – Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen. Energiezukunft 2050. Dezember 2022.

11 Anhang

11.1 Schematische Darstellung verschiedener PtX-Pfade

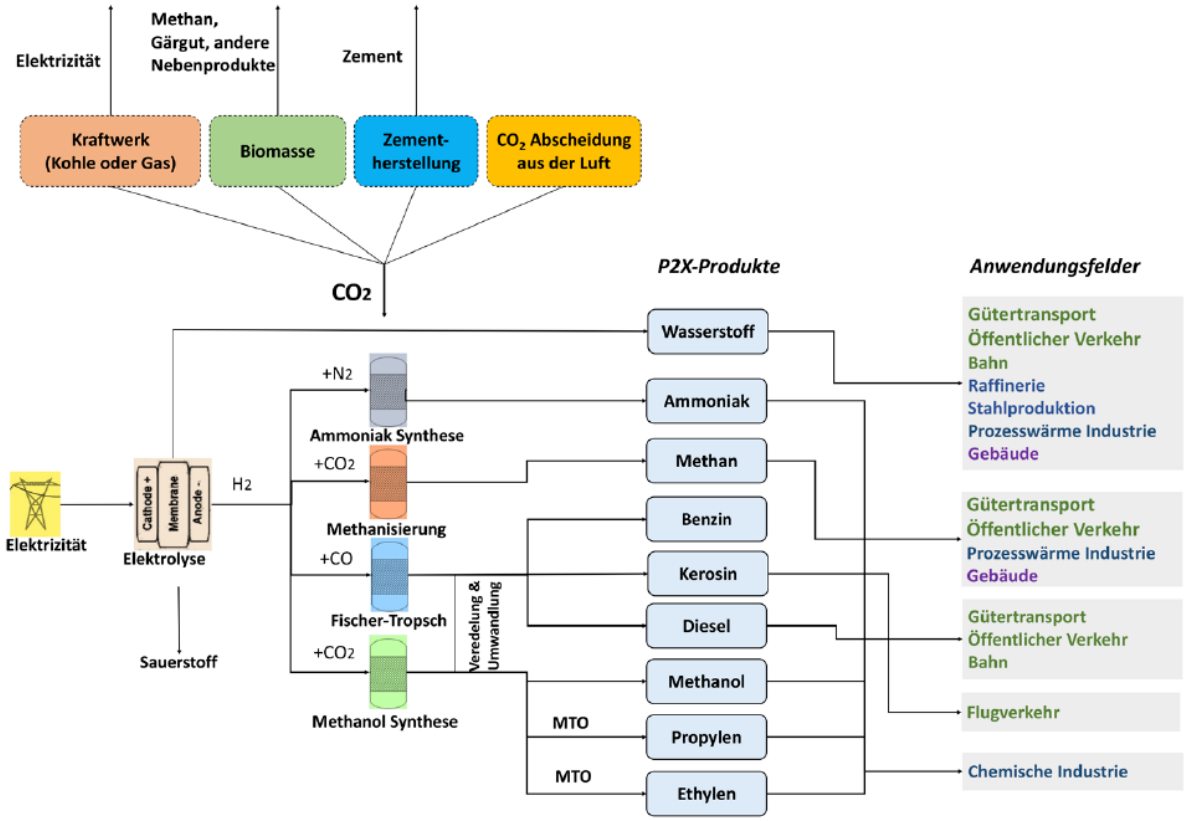


Abbildung 5: Schematische Darstellung verschiedener PtX-Pfade mit Technologie-Alternativen; Quelle: SCCER, 2019[65]

[65] Was in der Grafik fehlt, ist die Schifffahrt, welche künftig auch mit Wasserstoff oder synthetischen Treibstoffen betrieben werden kann.

11.2 Liste der laufenden politischen Vorstösse mit Bezug zu Wasserstoff und Power-to-X (Stand Oktober 2023)

NR.	Titel
Mo. 20.4406 Suter	Grüne Wasserstoffstrategie für die Schweiz
Mo. 22.3376 UREK-S	Strategie für Wasserstoff in der Schweiz
Po. 19.3485 Flach	Klimaschutzpotenzial in der Schifffahrt
Mo. 19.43981 KVF-S	Rahmenbedingungen für emissionsärmere Nutzfahrzeuge
Mo. 20.3286 Herzog	Förderung des Gütertransports auf dem Rhein
Po. 21.3973 UREK-N	CO_2-neutrales Fliegen bis 2050
Mo. 21.4606 Cattaneo	Solarstrom in synthetische Gase umwandeln, um ihn zu speichern
Mo. 22.3207 Portmann	Vertrag mit Deutschland und Norwegen zur Energieversorgungssicherheit
Po. 23.3023 UREK-N	Synthetische Energieträger und saisonale Energiespeicher zur Stärkung der Versorgungssicherheit und die Stromversorgungs-sicherheit im Winter. Auslegeordnung und Ausarbeitung einer Grundlage mit Handlungsoptionen für die Schweiz
Po. 23.3125 Schaffner	Sektorkopplung und Netzkonvergenz. Geeignete Standorte raumplanerisch sichern!
Mo. 23.3326 Amoos	Ladestationen und Wasserstofftankstellen für Elektrolastwagen. Förderung im Rahmen des CO_2-Gesetzes
Ip. 23.3568 Schneider Schüttel	Grüner Wasserstoff. Schafft die Schweiz den Anschluss in Europa?
Mo. 23.4256 Grossen	Wasserstoff für die Schweizer Wirtschaft – den Anschluss an das Europäische Wasserstoff-Netz sicherstellen
Mo. 23.4285 Bäumle	Mehr Versorgungssicherheit im Winter - Mühleberg und Beznau als Standorte für Power-to-X-Anlagen umnutzen