

Wasserstoff

Themenpapier

08. Dezember 2022, Stand des Inhalts vom 14. September 2022

Botschaft

- Strombasierte Energieträger, darunter Wasserstoff, sind fürs Erreichen der Klimaneutralität nötig.
- Wasserstoff kann der Schweiz substanziell und zeitlich passend Energie zuführen.
- Der VSE sieht Wasserstoff als Chance (Komplement) und nicht als Konkurrenz für Strom (Substitution).
- Der VSE spricht sich für CO₂-Neutralität aus, auch beim Wasserstoff.
- Bezüglich Energieeffizienz schlägt die direkte Elektrifizierung (sofern einfach möglich) zumeist den Einsatz von Wasserstoff.
- Eine strombasierte Produktion von Wasserstoff erhöht wie direkte Elektrifizierung den Strombedarf.
- Ein profitabler Betrieb von Elektrolyseuren verlangt derzeit höhere Auslastung als nur durch Überschuss-Strom und zudem ein Vermeiden von Stop-and-Go-Betrieb.
- Energie- und CO₂-Preise sowie Netzkosten stellen die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff-Geschäftsmodellen und damit die Wettbewerbsfähigkeit inländischer Wasserstoff-Produktion infrage.
- Dass Wasserstoff den saisonalen Ausgleich bei der Stromversorgung bewältigt, ist mittelfristig nicht realistisch. Langfristig kann Wasserstoff einen Beitrag zum saisonalen Ausgleich leisten.
- Die Schweiz muss Anschluss an Importinfrastrukturen für Wasserstoff haben. Ein früher physischer, regulatorisch kompatibler Anschluss ans europäische Wasserstoffnetz ist wichtig.
- Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen ist von CO₂-Abgaben zu befreien, auch bei Importen.
- Die Schweiz muss eine inländische Wasserstoff-Produktion aufbauen zwecks Knowhows, aufgrund der Transportschwierigkeiten und zum Vorbeugen einer zu starken Energie-Abhängigkeit vom Ausland.
- Es braucht Herkunftsnachweise für Wasserstoff für den Handel von unterschiedlichen Qualitäten sowie aus Transparenzgründen.
- Verlässliche Leitplanken seitens Politik statt regulatorischer Unsicherheit bewirken private Investitionen.
- Neue Ansätze benötigen oft Anschubfinanzierung, so auch Wasserstoff in der Schweiz.

Erläuterungen

1. Ausgangslage

Die Schweiz strebt bis 2050 «Netto-Null» beim Ausstoss von Treibhausgasen an. Damit kommt die Schweiz ihrer Verpflichtung aus dem Pariser Übereinkommen nach und trägt den wissenschaftlichen Erkenntnissen des Weltklimarats Rechnung.¹ Derzeit scheint dazu die weitgehende Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger nötig. Bei dieser Dekarbonisierung kann CO₂-frei gewonnener Wasserstoff eine

¹ Bereits ab einer durchschnittlichen Klimaerwärmung von 1,5 Grad ist mit gravierenden Folgen für Mensch und Artenvielfalt zu rechnen.

Rolle spielen, insbesondere dort, wo sich Elektrifizierung schwierig gestaltet. Auch andere Vorzüge² sprechen für Wasserstoff.

Als erstes Land der Welt hat Japan 2017 eine nationale Wasserstoff-Strategie entwickelt. Auch die EU verfolgt bereits eine Wasserstoff-Strategie³ als Teil des «Green Deals». Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat diese Bestrebungen der EU beschleunigt, so bei den am 18.05.22 präsentierten Massnahmen im «REPowerEU package». Als Mitglied des Pentalateral Energy Forum sucht die Schweiz aktiv die internationale Zusammenarbeit.⁴ Via ERGaR engagiert sie sich auch für die internationale Anerkennung und den Handel von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Gase.

In der Schweiz rechnen die Energieperspektiven 2050+⁵ sowie die VSE-Studie Energiezukunft 2050 mit Wasserstoff. Das BFE erarbeitet eine Wasserstoff-Roadmap, welche bis März 2023 Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz darstellen und das Postulat 20.4709 beantworten soll. Die UREK-N hat am 11.10.22 darüber hinaus verlangt, eine Wasserstoff-Strategie zu erarbeiten.. Der VSE beteiligt sich am Sounding Board zur BFE-Roadmap. Er bringt dort unter Einbezug der AG Wasserstoff seine Haltung ein. Dieselbe Arbeitsgruppe hat das vorliegende Themenpapier erarbeitet.⁶

2. Beurteilung

Dieses Themenpapier behandelt nachfolgend Thesen mit jeweils einem Schlussteil zur Strombranche.

2.1 Perspektive: Wasserstoff ergänzt die Elektrifizierung zum Erreichen von Netto-Null

Im Sinn der Gesamtenergieeffizienz sollte direkte Elektrifizierung Vorrang gegenüber Wasserstoff-Produktion und -Verwendung haben. Wasserstoff kann bei der Dekarbonisierung in der Schweiz insbesondere für jene Anwendungen eine wichtige Rolle spielen, bei welchen es keine oder nur eingeschränkte Optionen zur direkten Elektrifizierung gibt. Als Speichermedium kann Wasserstoff zeitlich versetzte Produktion und Nachfrage zusammenführen. Die Flexibilisierung durch Sektorkopplung erhöht die Versorgungssicherheit. Diversifikation unter den Energiequellen verringert überdies das Risiko grosser Ausfälle, der Auslandabhängigkeit und die Abhängigkeit von bestimmten Anbieterinnen und Anbietern. Jedoch fehlt es Wasserstoff in der Schweiz bislang an Marktgrösse und Infrastruktur. Die Methanisierung von Wasserstoff oder zumindest die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz würde das Beibehalten bestehender Strukturen erlauben, was Zeit und Geld spart. Ob sich Wasserstoff selbst oder auf Wasserstoff-Basis hergestellte synthetische Brenn- und Treibstoffe (wie Ammoniak, Methan oder Methanol) im Endverbrauch durchsetzen, hängt wiederum von der Gesamtenergieeffizienz und den Kosten ab. Einerseits erfolgt die Herstellung synthetischer Brenn- und Treibstoffe in industriellen Prozessen unter hohem Energieeinsatz, andererseits sind Transport und Lagerung deutlich einfacher als bei Wasserstoff.

Neben unbestrittenen Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff in der Industrie bildet der Schwertransport den nächstliegenden Anwendungsbereich. Batterie-Antrieb und damit direkte Elektrifizierung im Verkehr punktet gegenüber Wasserstoff⁷ bei Effizienz sowie Lademöglichkeiten, schneidet dafür schlechter ab bei

² Siehe Linde (2013): Wasserstoff kommt als Element häufig vor, ist lagerbar, lokal Emissions-frei beim Einsatz, kann die Gasinfrastruktur nutzen etc.

³ Wasserstoff aus erneuerbarem Strom (beim Markthochlauf befristet auch andere «Farben») zur Dekarbonisierung (Brennstoff und Speichermedium)

⁴ Jüngst zur grenzüberschreitenden Nutzung von Gasspeichern und schon 2020 zur Rolle von Wasserstoff zur Dekarbonisierung in Europa

⁵ Sämtliche Szenarien der Energieperspektiven 2050+ benötigen zum Erreichen von Netto-Null strombasierte Energieträger.

⁶ Frontier (2021) stellt für Österreich eine vergleichbare, vertiefte Betrachtung an mit Fokus auf die langfristige Perspektive ohne Markt-Hochlauf.

⁷ Brennstoffzelle oder Verbrennungsmotor mit (erneuerbarem) Wasserstoff oder auf Wasserstoff-Basis hergestellten synthetischen Treibstoffen

Energiedichte⁸ und Ladezeiten. Die Entwicklung bei den PKW⁹ und die Gesamtbetriebskosten sprechen derzeit für die Elektrifizierung. Bei kompetitiven Preisen für Wasserstoff könnten sich Brennstoffzellen-LKW etablieren in Anwendungsfeldern mit hohem Energiebedarf (lange Strecken, hohe Lasten oder schwierige Topografie) oder bei kurzen Ladezyklen. Kompetitive Preise hängen unter anderem von der Mineralölbesteuerung ab. Heute können für biogene Treibstoffe unter bestimmten Voraussetzungen Steuererleichterungen beantragt werden. Treibstoffe, die aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energieträgern in Pilot- und Demonstrationsanlagen hergestellt werden, sind vollständig von der Mineralölsteuer befreit. Eine Erweiterung auf aus kommerziellen Anlagen hergestellten Wasserstoff, selbst wenn nur temporär, wäre im Sinn einer Lenkungswirkung zugunsten treibhausgasneutraler Mobilität. Die LSVA-Befreiung für Batterie- und Wasserstoff-LKW hätte weitere positive Effekte. Weitere Einsatzbereiche für Wasserstoff sind etwa Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK), Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GUD) sowie Spitzen- und Reserveeinsatz bei Fernwärme. Politische Leitplanken sollen ein nachvollziehbares Abwägen zwischen Strom und Wasserstoff bewirken.

Neben den Faktoren Gesamtenergieeffizienz und Kosten sind die politischen Leitplanken¹⁰ massgebend für die Verbreitung von Wasserstoff. Das Tempo der EU wird für die Schweiz entscheidend sein, da die dortige Entwicklung¹¹ aufgrund der Grössenverhältnisse und Geografie keinen Alleingang der Schweiz erlaubt. Unter den globalen Top Ten der grössten geplanten Wasserstofferzeugungsprojekte finden sich 4 europäische, darunter die Plätze 2 und 3 mit je 10 GW Elektrolyseleistung aus Windenergie und Jahresproduktionen von gegen 1 Million Tonnen (Platz 1 belegt Australien mit geplanten 14 GW Elektrolyseleistung). Wirtschaftlich wird Wasserstoff in der nahen Zukunft insbesondere durch Regulierung, unter anderem Förderung,¹² Mittel- bis langfristig wird die Verbreitung durch technischen Fortschritt und Preisunterschiede zwischen Strom und Erdgas getrieben sein.

Strombranche

Spielt Wasserstoff eine bedeutende Rolle bei der Dekarbonisierung von Mobilität und/oder Prozesswärme, erhöht seine Produktion im Inland den Strombedarf. Wasserstoff kann dem Stromsektor via Import oder saisonaler Speicherung mit anschliessender Verstromung aber auch substantiell Energie zuführen. Die zeitpunktgenaue Verfügbarkeit von Energie kann damit verbessert werden, sobald Produktion und Speicher bereitstehen oder Import-Möglichkeiten bestehen. Elektrifizierung bleibt wie beim Boom von Elektroautos und Wärmepumpen der wichtigste Hebel zur Dekarbonisierung. Wasserstoff soll das Energiesystem ergänzen in Bereichen, wo es sich lohnt. Wird Wasserstoff mittels PV erzeugt und geht die Preisentwicklung von PV weiter wie bisher, spielt der bescheidene Wirkungsgrad des Gesamtprozesses Stromerzeugung plus Elektrolyse zu Wasserstoff langfristig weniger eine Rolle.¹³ Allerdings wirken sich die geringen Volllaststunden von PV negativ auf die Amortisation der Elektrolyseanlagen und damit die Wasserstoff-Gestehungskosten aus. Zusätzliche Energiemengen lassen sich in Gasform importieren, auch wenn dadurch neue Abhängigkeiten entstehen.¹⁴

Ein Wasserstoff-Sektor könnte mit zukünftig bestehender Infrastruktur und Regulierung bereit sein, selbst eine grosse Menge von Überschussstrom zu verarbeiten. Derzeit sind Wasserstoff-Projekte kurzfristig umsetzbar, sofern keine Einsprachen erhoben werden und die Rentabilität den Einsatz von Elektrolyseuren

⁸ Gewicht wie Volumen und damit vor allem Reichweite

⁹ Verfügbarkeit und Beliebtheit von Fahrzeugen sowie Ausbau und Effizienzsteigerung der Ladeinfrastruktur

¹⁰ Netto-Null, Abhängigkeiten, Vorreiter-Rolle in einem möglichen Zukunftsfeld

¹¹ Wasserstoff-Strategie der EU (und einzelner Länder) sowie Verfügbarkeit und Preis von Ausrüstung, Fahrzeugen, Pipelines und Wasserstoff

¹² LSVA, MinÖSt und Energie-Abgaben, Subventionen, Verbot von CO₂-Ausstoss

¹³ Trotz Umwandlungs-Verlusten kann ein Prozess ökonomisch sinnvoll sein, denn Energie-Effizienz ist nicht zwingend gleich Kosten-Effizienz.

¹⁴ immerhin gemildert durch die gute Lagerbarkeit von Gasen, auch wenn in der Schweiz bisher keine bedeutenden Speicher bereitstehen

zulässt. Bezüglich produzierten Volumens sind diese aber noch überschaubar. Die bisher realisierten oder geplanten inländischen Projekte zur Produktion von grünem Wasserstoff weisen üblicherweise Elektrolysekapazitäten von einigen MW auf.

Tabelle 1 listet Wasserstoff-Produktionsanlagen in der Schweiz auf. Die Produktion ist bereits angelaufen, steht vor einem Ausbau und gleichzeitig vor Hürden. Treiber für das Engagement der EVU sind unter anderem die energie- und umweltpolitischen Ziele der Eigentümer (Kantone, Gemeinden).

EVU	Ort	Energiequelle	MW	Status
<u>Hydrospider</u>	Gösgen	Wasserkraft	2	<u>in Betrieb</u>
<u>SAK, Osterwalder</u>	Kubel	Wasserkraft	2	<u>Inbetriebnahme 2022</u>
<u>GEKAL, HZI</u>	Buchs	KVA	2	<u>Inbetriebnahme 2023</u>
<u>Groupe E</u>	Schiffenen	Wasserkraft	2	<u>Inbetriebnahme 2023</u>
<u>H2Uri (EWA und Schätzle)</u>	Bürglen	Wasserkraft	2	<u>Inbetriebnahme 2024</u>
<u>Axpo</u>	Wildegg-Brugg	Wasserkraft	15	<u>Baugesuch eingereicht</u>
<u>Corbat, Planair</u>	Glovelier	Holz	2	<u>Baugesuch eingereicht</u>
<u>ebs, Käppeli, IWB</u>	Seewen	–	5–6	<u>Baugesuch eingereicht</u>
<u>Hydrospider, Energiedienst</u>	Laufenburg	Wasserkraft	10	<u>Baugesuch eingereicht</u>
<u>Hydrospider</u>	Gösgen (2)	Wasserkraft	10	<u>Baugesuch in Arbeit</u>
<u>SEFA und Avia</u>	Aubonne	–	2	<u>Baugesuch in Arbeit</u>
<u>AEW, IWB, FritzMeyer</u>	Augst	Wasserkraft	2,5	<u>Projekt</u>
<u>Alpiq, EW Höfe, SOCAR</u>	Freienbach	–	10	<u>Projekt</u>
<u>IWB, FritzMeyer</u>	Birsfelden	Wasserkraft	2,5	<u>gestoppt</u>
<u>Axpo</u>	Eglisau	Wasserkraft	5	<u>gestoppt</u>

Tabelle 1: Wasserstoff-Produktionsanlagen in der Schweiz

Die Sektorkopplung leistet einen Beitrag, um erneuerbare Energien wie Wind oder PV im Elektrizitätsnetz zu integrieren, indem kurzfristig überschüssige Energie absorbiert, umgewandelt und eventuell später wieder zurückgespiessen werden kann. Für die Sektorkopplung ist nicht zwingend eine Rückverstromung nötig. Im Wärmebereich kann Wasserstoff auch direkt zur Spitzenlast-Deckung genutzt werden und so den Strombedarf in Peak-Zeiten (kalte Wintertage) senken. Bei Rückverstromung treten üblicherweise hohe Umwandlungsverluste auf und es müssen hohe Preisunterschiede zwischen dem Zeitpunkt der Produktion/Speicherung und Rückgabe ins Netz vorliegen, um die Umwandlung und Rückverstromung wirtschaftlich zu betreiben. Stromproduzenten, deren Strom zu Wasserstoff wird, werden ermessen, wo der Einsatz von Wasserstoff Sinn ergibt. Dabei soll primär der Markt entscheiden und nicht die Politik den Mix oder die Anwendungsbereiche im Voraus festlegen. Politisch gewollte Leitplanken sollten zumindest eine nachvollziehbare Abwägung zwischen Strom und Wasserstoff ermöglichen. Durch eine optimale Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen gilt es Projekte einfacher umsetzen zu können¹⁵ und Power-to-Gas (PtG) allen anderen Speicher-Technologien¹⁶ gleichzustellen. Für allfällige zukünftige Gaskraftwerke – CO₂-neutral betrieben mit erneuerbarem Methan oder Wasserstoff – braucht es vor dem Hintergrund eines möglicherweise stark wachsenden Wasserstoff-Sektors Rahmenbedingungen, welche Sicherheit für Investitionen schaffen, die Rentabilität von Projekten stärken und die Verfügbarkeit von Fachkräften sicherstellen.

¹⁵ Kategorie für Wasserstoff-Anlagen in der Raumplanung als Grundlage für Baugesuche etc.

¹⁶ Pumpspeicher, rein Netz-basierte Batterien, noch unbekannte zukünftige Methoden

2.2 Farben¹⁷: Die Schweiz setzt langfristig auf CO₂-neutralen¹⁸ Wasserstoff

Grüner respektiv erneuerbarer Wasserstoff nutzt als Stromquelle erneuerbare Energien wie Biomasse, Photovoltaik, Wind oder Wasserkraft. Eine eindeutige Definition von «grünem» Strom für «grünen» Wasserstoff liegt derzeit weder auf europäischer Ebene noch auf nationaler Ebene vor. Die EU möchte hier noch weiter gehen und beabsichtigt, das Additionality-Prinzip einzuführen, wonach Wasserstoff nur dann als erneuerbar gilt, wenn er mittels Strom aus neu gebauten erneuerbaren Kraftwerken (welche im gleichen Zeitraum wie der Elektrolyseur ans Netz gehen) produziert wird. Hintergrund der Regelung ist, dass die Nachfrage nach grünem Wasserstoff auch Anreize für den zusätzlichen Bau von erneuerbarer Stromproduktion schaffen soll. Wasserstoff aus erneuerbarer Energie aus bestehenden Anlagen stuft die EU gemäss diesem Prinzip hingegen nicht als erneuerbar ein, wobei Ausnahmen gelten sollen, etwa für eine Übergangsphase oder bei über 90 % erneuerbarer Produktion in der Bilanzzone.¹⁹

Insbesondere beim Strombezug aus dem öffentlichen Netz stellt sich unweigerlich die Frage nach der Klassifikation als grüner Wasserstoff.²⁰ Günstiger grüner Wasserstoff bedingt zum einen günstigen grünen Strom. Zum anderen wird Wasserstoff auch durch den technologischen Fortschritt günstiger (z. B. höhere Effizienz, neue Produktionsarten). Das BFE spricht bislang nur von grünem Wasserstoff.²¹ Das Abstützen auf mehr Farben kann sich jedoch lohnen, da es die Übergangsphase beschleunigt (grösseres und günstigeres Angebot, allenfalls Skaleneffekte).²²

Roter Wasserstoff nutzt als Stromquelle Kernenergie. Er ist damit CO₂-neutral, aber nicht erneuerbar, womit er eine Übergangslösung sein kann. Neue Kernkraftwerke sind in der Schweiz kaum realisierbar. Blauer beziehungsweise türkiser Wasserstoff nutzt als Quelle fossile Energie (Erdgas) und unterscheidet sich im Verfahren (Dampfreformierung beziehungsweise Methanpyrolyse). Die Verfahren können mittels Carbon Capture and Storage CO₂-neutral betrieben werden. Die inländische Produktion von blauem/türkisem Wasserstoff scheint aufgrund mangelnder Akzeptanz und hoher Kosten kaum realistisch, wobei immerhin internationale Forschung und Pilotprojekte mitgetragen werden könnten. Abscheiden und Speichern von CO₂ kennzeichnen auch nach jahrzehntelanger Forschung und Entwicklung immer noch sehr hohe Kosten und Akzeptanzprobleme.²³

Grauer Wasserstoff wird ebenfalls aus fossiler Energie gewonnen, ist aber nicht CO₂-neutral. Wasserstoff aus Gasreformierung gibt es schon lange auf dem Markt und hat sich im Energiebereich und speziell im Strombereich bis anhin aus Effizienzgründen nicht grossflächig durchgesetzt. In der Schweiz wird zwar kaum zusätzliche CO₂-lastige Produktion von Wasserstoff zustande kommen, in Europa hingegen schon.²⁴

Tabelle 2 zeigt die verschiedenen Farben von Wasserstoff und ihre Chancen und Risiken.

Farbe	Primärenergieträger	Chancen	Risiken
Grün	Erneuerbare Energien	CO ₂ - neutral	Geschwindigkeit des Ausbaus

¹⁷ Siehe Beispiel einer Übersicht zur Farb-Codierung von Wasserstoff

¹⁸ Im Einsatz sind sämtliche Methoden (auch zur Stromproduktion wie PV oder Wasserkraft) bestenfalls CO₂-arm und nicht CO₂-neutral: Dieses Themenpapier übernimmt die Ungenauigkeit aus dem allgemeinen Sprachgebrauch.

¹⁹ Das Additionality-Prinzip im Amendment to the Renewable Energy Directive sieht vor, dass erneuerbare RFNBQ (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) Strom zeitlich und örtlich übereinstimmend aus einer neuen Anlage beziehen müssen. Das verlangsamt die Entwicklung des europäischen Wasserstoff-Markts und schwächt die Schweizer Wasserkraft. Auch ist offen, ob verschiedene Farben dieselbe Infrastruktur nutzen dürfen, ob sie analog zum Strom zertifiziert werden und ob Elektrolyse die entsprechenden HKN vom Strom auf den Wasserstoff überträgt.

²⁰ Der Entwurf eines delegierten Rechtsakts vom 20.05.22 schlägt Bedingungen dafür vor.

²¹ Allenfalls mit einer Beschränkung auf CO₂-neutralen Wasserstoff

²² Durch bessere Auslastung der Infrastruktur und mehr Wettbewerb bei der Produktion

²³ Auch aus politischen Gründen (erwarteter Widerstand wie bei der Entsorgung radioaktiver Abfälle) ist in der Schweiz bisher kein CO₂-Endlager geplant.

²⁴ Beispielsweise sollen die Lastwagen von Hyundai Hydrogen Mobility nicht stoppen, nur weil (noch) nicht genug CO₂-neutraler Wasserstoff verfügbar ist.

Farbe	Primärenergieträger	Chancen	Risiken
Rot	Kernenergie	Akzeptanz CO ₂ -neutral Übergangslösung	Akzeptanz Kosten
Blau / Türkis	Fossil mit CCS	CO ₂ - neutral	Akzeptanz Kosten Sicherheit
Grau	Fossil ohne CCS	Übergangslösung	CO ₂ Akzeptanz Geopolitik

Tabelle 2: Farben von Wasserstoff und ihre Chancen und Risiken

Da Wasserstoff mit verschiedenen, auch fossilen Energieträgern hergestellt werden kann, ist ein Zertifikate-System nötig. Das schafft Transparenz²⁵ und erlaubt den Handel mit verschiedenen Qualitäten als «Commodity» in derselben Infrastruktur analog zum Strom. Zudem kann es insbesondere die CO₂-Neutralität ausweisen. HKN können die verschiedenen Qualitäten von Strom und Wasserstoff verbinden und für die Rückverstromung Zertifikate der ursprünglichen Farbe zuteilen. Im Gegensatz zu erneuerbarem Strom wird erneuerbares Gas beim Import zur Befreiung von Steuern und Abgaben derzeit nicht als solches anerkannt, solange es mit fossilem Gas gemischt ist.

Das BFE will zukünftig in Übereinstimmung mit der EU-Strategie ein einheitliches Herkunftsnachweissystem für alle Energieträger etablieren²⁶, um Doppelzählungen von Herkunftsnachweisen auszuschliessen und den Ausweis der Qualität des Wasserstoffes gegenüber Endkundinnen und Endkunden und den Behörden zu ermöglichen. Pronovo baut dazu in internationaler Zusammenarbeit ein EU-kompatibles Register für alle Energieträger auf.²⁷ Das HKN-System wird insbesondere für den Import entscheidend sein. Die Anerkennung von Schweizer HKN in der EU hängt dabei von der Politik ab (fehlendes Rahmenabkommen). Schliesslich stellt sich die Farben-Frage nicht bloss beim Energieträger, sondern für die gesamte Bereitstellung. Es ist über die HKN hinaus beispielsweise zu klären, ob für die Klassifikation als «dekarbonisiert» die nachhaltige Produktion von Wasserstoff ausreicht oder ob dieser auch CO₂-frei zur Tankstelle gelangen muss.

Strombranche

Die Schweiz will bis 2050 CO₂-neutral sein. Der VSE anerkennt und unterstützt das Ziel der Klimaneutralität ab 2050. Auch Wasserstoff soll daher CO₂-neutral sein, jedoch unabhängig von der Herstellungsart, also ob erzeugt mittels erneuerbarer Energien, CO₂-neutraler Stromproduktion oder Abscheidens von CO₂. Langfristig wird sich grüner Wasserstoff durchsetzen. Grundsätzlich soll in der Schweiz auch Wasserstoff aus Strom aus (Schweizer) KKW und auch aus erneuerbaren Energien bestehender Anlagen wie Laufwasserkraftwerken zulässig sein. Gerade für den Markthochlauf von Wasserstoff ist es wichtig, dass die Qualität nicht noch unnötig eingeschränkt wird. Der VSE lehnt daher auch das Additionality-Prinzip ab, welches nur Wasserstoff aus zusätzlich gebauten Anlagen als erneuerbar deklariert.

²⁵ Es erlaubt auch die Rückverfolgbarkeit und wirkt dem falschen Eindruck entgegen, dass «auch insgesamt grün ist, was Wasserstoff nutzt».

²⁶ Also nicht nur für Strom, sondern auch für erneuerbare Brenn- und Treibstoffe einschliesslich Gase wie Wasserstoff

²⁷ 2022 sollen die nötigen Verordnungsanpassungen in der Schweiz erfolgen, 2023 die weiteren Umsetzungsarbeiten für die Vorgaben. Frühestmöglicher Termin für die Implementierung ist 2024.

Selbst CO₂-haltiger Wasserstoff kann sich kurz- bis mittelfristig als sinnvoll erweisen, um eine ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff sicherzustellen und so den Markthochlauf zu begünstigen. Die Regulierung soll bei der Primärenergiequelle ansetzen (z. B. über CO₂-Zertifikate) und keine Technologie verbieten.

Der Bund soll auf die Kompatibilität der Regulierung von Strom und Wasserstoff hinarbeiten²⁸, ungeachtet der Qualität. So müssen für effizienten Transport und Handel verschiedene Qualitäten auch beim Wasserstoff dieselbe Infrastruktur nutzen können und HKN über die Umwandlung in beide Richtungen hinaus kompatibel bleiben. Die Schweiz soll auch ohne Stromabkommen auf ein HKN-Abkommen mit der EU hinarbeiten, welches das Additionality-Prinzip so weitgehend wie möglich ablehnt und so grünen Wasserstoff generell als erneuerbar einstuft, unabhängig davon, ob der dazu benötigte Strom aus neuen oder bestehenden Anlagen stammt.

2.3 Heimmarkt: Die Schweiz produziert einen Teil des benötigten Wasserstoffs selbst

Wasserstoff hat auf lange Sicht das Potenzial, einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit der Schweiz zu leisten. Die Energiestrategie wird womöglich je nach Stromangebot und -nachfrage zu derart grossen Unterschieden zwischen Sommer und Winter führen, dass dessen Einsatz auch im Stromsektor wirtschaftlich werden kann. Die Studie «Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz–EU»²⁹ hat den Bedarf eines hohen Eigenversorgungsgrads mit Strom aufgezeigt. Der Krieg in der Ukraine hat gleichzeitig die Risiken der grossen Abhängigkeit vom Ausland im Gassektor in den Fokus gerückt.³⁰ Eine Erhöhung des Eigenversorgungsgrads scheint im Energiesektor angezeigt. Kostengünstige Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff bestehen in der Schweiz vor allem im Sommerhalbjahr und zur Mittagszeit, wenn Überschussstrom aus erneuerbaren Energien, insbesondere PV, verfügbar ist, wobei eine flexible Wasserstoff-Produktion das Stromsystem bereits heute teilweise entlastet. Ungeachtet der inländischen Wasserstoff-Produktion werden aller Voraussicht nach Stromimporte und eventuell Wasserstoffimporte zumindest im Winter nötig bleiben.³¹

Die Produktion von Wasserstoff in der Schweiz steht vor einer unsicheren Zukunft: In der heutigen Situation ist die Wirtschaftlichkeit³² in vielen Fällen kaum gegeben, das Potenzial zur Herstellung in der Schweiz beschränkt³³ und ein Abstützen auf zukünftigen Import naheliegend. Der Zielkonflikt besteht zwischen möglichst billigem Wasserstoff unter Berücksichtigung der Transportkosten und der Sicherstellung einer ausreichenden Selbstversorgungsfähigkeit. Eine Reduktion der Abhängigkeit vom Ausland ist mittel- bis langfristig möglich und aus geopolitischen Gründen³⁴ selbst bei höheren Kosten sinnvoll; sogar für den Fall, dass dereinst eine leistungsfähige Anbindung ans europäische Wasserstoff-Netz besteht. Zudem kann sich mancherorts lokale Produktion auch zur Minimierung der Transportkosten lohnen. Für den Nachweis von CO₂-Neutralität und Erneuerbarkeit ist ein verlässliches, Europa-kompatibles HKN-System zentral. Eine allfällige einheimische Winter-Wasserstoff-Produktion unter Verwendung von Importstrom aus nicht-erneuerbaren Quellen könnte diese beiden Qualitäten nicht mehr garantieren. Letztlich soll die Schweiz aber nach Bedarf importieren und nur Wasserstoff produzieren, der ökonomisch sinnvoll ist.

²⁸ Das gilt auch für alle übrigen Gase als Energieträger.

²⁹ Sorgen bereitet hier vordringlich das fehlende Stromabkommen und die Einbindung von Swissgrid ins europäische Verbundnetz.

³⁰ Wasserstoff interessiert diesbezüglich im Hinblick auf eine Dekarbonisierung, nicht zum Decken der gegenwärtigen (praktisch inexistenten) Nachfrage.

³¹ Verlässliche Partner/innen mit gleicher Wellenlänge stehen seit dem Krieg in der Ukraine wieder höher im Kurs, auch seitens der EU.

³² Der primäre Treiber für die Kosten ist der Strompreis, und der Treiber für die Wirtschaftlichkeit ist letztendlich der für Wasserstoff erzielte Verkaufspreis.

³³ Durch die Stromknappheit, generell hohe Kosten, wenig Sonne/Wind und eine limitierte Zahlungsbereitschaft für Schweizer HKN.

³⁴ Analog zum Stromsektor, und gerade diesem kommt mehr eigener Wasserstoff zugute.

Die Energieperspektiven 2050+ sehen sowohl inländische Produktion als auch Import von Wasserstoff vor.³⁵ Wasserstoff aus Elektrolyse kennt dabei drei Kostentreiber: Amortisationskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und Energiekosten. Derzeit ist schweizweit eine Vielzahl von Projekten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff – meist an Laufwasserkraftwerken – in der Pipeline.³⁶ Die EU will Produktion und Importe bis 2030 auf 20 Megatonnen steigern³⁷ – eine Vervierfachung gegenüber dem bisher angestrebten Volumen aus «Fit for 55» – und damit einen Grossteil des russischen Gases ersetzen.³⁸ Mit der revidierten Directive on Deployment of Alternative Fuels Infrastructure sollen zusätzlich mindestens alle 150 km und in allen Ballungszentren öffentliche Wasserstoff-Tankstellen eingerichtet werden. Grössere Importkapazitäten per Pipeline dürften erst ab 2045 bereitstehen: Vorher müsste Wasserstoff via Schiff, Schiene oder Strasse in die Schweiz gelangen, wobei hauptsächlich der Preis die Kapazitätsgrenze bestimmt³⁹, oder im bestehenden Gasnetz beigemischt werden.

Haupthindernisse bei der Herstellung von grünem Wasserstoff sind die derzeit fehlende Wirtschaftlichkeit und das Fehlen von Skaleneffekten zur stärkeren Verbreitung. Auch bräuchte es idealerweise genügend Überschussstrom aus erneuerbaren Energien. Elektrolyseure⁴⁰ können heute aufgrund der Amortisationskosten nur bei hoher Auslastung⁴¹ wirtschaftlich betrieben werden: Das Bemühen um möglichst tiefe Gestehungskosten zusammen mit der gegenwärtigen Stundenpreis-Struktur schliesst einen profitablen Fokus auf Überschussstrom in vereinzelt Stunden aus. Kurzfristig muss⁴² die Schweiz den Wasserstoff aufgrund hoher Transportkosten wohl mehrheitlich selbst produzieren, langfristig werden die Importmöglichkeiten zunehmen.⁴³ Diese könnten fossile Energieträger ersetzen: Die Frage ist, wie schnell eine Pipeline in die Schweiz zustande kommt und Wasserstoff-Produktionsanlagen einsatzfähig sind. Die Skalierbarkeit ist entscheidend. Die Preisentwicklung beim Wasserstoff⁴⁴ unterliegt aufgrund der schweren Prognostizierbarkeit und der volatilen Strompreise sehr grossen Unsicherheiten, doch dürfte grüner Wasserstoff ab 2030 günstiger werden als grauer. Energieversorger und private Akteure treiben die Entwicklung hin zu grünem Wasserstoff auf allen Wertschöpfungsstufen voran: Upstream mit Beimischung, Midstream Richtung Anbindung ans europäische Netz und Downstream bei der Mobilität.

Strombranche

Stromproduzenten können im Bereich Wasserstoff und erneuerbares Gas (alle Sorten und Farben) dank des Vorsprungs an Know-how eine Rolle spielen. Es soll ein wirtschaftlicher Schweizer Markt inklusive Produktionskapazitäten entstehen, um die ganze Wertschöpfungskette abdecken zu können, wenn auch nur für einen Teil des Gesamtverbrauchs. Förderung kann hierbei notwendig sein. Strom mit tiefen Grenzkosten ist eine Voraussetzung zur wirtschaftlichen Produktion von Wasserstoff. Wird das Gasnetz in Europa wasserstoff-tauglich, wächst das zugängliche Speichervolumen, welches für den Ausgleich (saisonaler) Schwankungen zur Verfügung steht, und das indirekt auch beim Strom zur Versorgungssicherheit beiträgt. Wichtig ist, dass eine allfällige Förderung von Wasserstoff transparent und direkt erfolgt und dass die

³⁵ Ausbau der Erzeugungskapazität für grünen Wasserstoff von heute 3 MW auf 300 MW bis 2030, danach Importe für den zusätzlichen Bedarf

³⁶ Vergleiche Kapitel 2.1

³⁷ EU (2022), Kapitel II

³⁸ EU (2022), Factsheet, Seite 2, siehe auch WEC (2021a) zu den Chancen und Hürden für den Import von Wasserstoff nach Europa

³⁹ Alpiq (2018) schätzt die Kapazitätsgrenzen für den Import von Wasserstoff in die Schweiz auf 7 TWh für 2030, 11 TWh für 2040 und 53 TWh für 2050.

⁴⁰ Der voraussichtliche globale Ausbau von Power-to-Gas/Liquid-Technologien lässt eine starke Kostendegression über die nächsten Jahrzehnte erwarten, was die Konkurrenzfähigkeit strombasierter Energieträger erhöhen wird.

⁴¹ Im Fallbeispiel von Japan 2018 im Bereich von 2500 Stunden pro Jahr

⁴² Importbedarf allenthalben beim Markthochlauf ohne energetisch sinnvolle Transportmittel erlaubt keinen substanziellen Import zu günstigen Preisen.

⁴³ Erzeugt in Gebieten mit hoher erneuerbarer Produktion (Nordsee, Südeuropa, Nordafrika), transportiert über eine europäische Wasserstoff-Infrastruktur

⁴⁴ Hydrex als Wasserstoff-Preisindex (grün/blau/grau) für Deutschland: Alpiq (2018) geht aus von 6–8 Fr./kg im Jahr 2020, 5–6 Fr./kg 2030, 3–4 Fr./kg 2040 und 2–3 Fr./kg 2050.

Stromnetze nicht mit zusätzlichen Abgaben belastet werden, da diese für den Ausbau des Wasserstoffs zentral sind. Die Schweiz soll ihrer Regulierung mit den europäischen Vorgaben in Einklang bringen.⁴⁵

2.4 Puffer: Wasserstoff verwertet Stromüberschüsse und schliesst einen Teil der Winterlücke

Strom in grossem Mass saisonal zu speichern ist schwierig. Mit dem Fokus der Schweiz auf den Zubau von PV-Anlagen sind eine Überschussproduktion im Sommer und gleichzeitig eine Winterlücke zu erwarten. Schon heute bestehen in der Schweiz bei der Produktion und dem Verbrauch von Strom grosse Unterschiede zwischen Sommer und Winter. Überschussstrom⁴⁶ dürfte mit dem Zubau erneuerbarer, fluktuierender Stromquellen⁴⁷ zunehmen und liesse sich zur Herstellung strombasierter flüssiger oder gasförmiger Energieträger wie Wasserstoff nutzen. Diese Verwertung rechnet sich heute allerdings nicht.⁴⁸ Es ist zwar nicht zu erwarten, dass Wasserstoff zukünftig allein die Umlagerung bewältigen kann, doch er kann einen Beitrag dazu leisten. Die Produktion von Wasserstoff kann zudem das Stromnetz mit stabilisieren, indem sie überschüssigen Strom verwertet. Unabhängig vom Strom wird sich mit einem wachsenden Wasserstoff-Sektor in Europa dessen Anteil im internationalen Gashandel erhöhen, wovon die Schweiz als Gastransitland profitieren kann.

Gas kann als chemischer Energiespeicher grosse Mengen an Energie über lange Zeit und mit geringen Verlusten speichern. (Wasserstoff-)Speicher⁴⁹ eignen sich daher für die Umlagerung selbst über Monate und Jahre⁵⁰ und können einen Beitrag zur saisonalen Umlagerung leisten. Gaskavernenspeicher können bei langen Zyklen wirtschaftlich sein⁵¹, und Wasserstoff erlaubt neben der zeitlichen auch die geografische Verteilung von Energie. Gasleitungen können schon heute⁵² wesentlich mehr Energie transportieren als Stromkabel⁵³, wodurch klimaneutraler Strom – umgewandelt in Wasserstoff – ohne unverhältnismässig hohen Aufwand selbst aus nicht durch Stromleitungen erschlossenen Regionen der Welt in die Schweiz gelangen kann.⁵⁴ Dennoch ist der VSE davon überzeugt, dass die Sektorkopplung – und als Teil davon strombasierte Energieträger inklusive Wasserstoff – in absehbarer Zukunft nur einen beschränkten Beitrag zum Schliessen der Winterlücke oder zur Reduktion der Auslandabhängigkeit leistet. Gründe dafür sind die aktuell ungenügende Wirtschaftlichkeit von «Power-to-X» und die fehlenden saisonalen Gasspeichermöglichkeiten in der Schweiz.⁵⁵

Viele der zentralen Technologien der Sektorkopplung sind heute noch nicht wirtschaftlich. Dazu gehören insbesondere PtG sowie die Wärmekraftkopplung.⁵⁶ Rentabilität bräuhete grössere Preisdifferenzen und/oder günstigere Elektrolyseure respektive Anlagen zur Rückverstromung. Ein weiterer zentraler Faktor ist das Abnahmeprofil der Nachfrage nach Wasserstoff.⁵⁷ Würden sich Projekte auf die Verwertung von Überschussstrom ausrichten, könnten sie nur im Sommer die Nachfrage bedienen, welche heute aber gleichmässig über das Jahr verteilt ist. Speichermöglichkeiten könnten zwar Abhilfe schaffen, doch die heutigen Gasspeicherkapazitäten der Schweiz sind mit rund 90 GWh im Gasnetz und einem

⁴⁵ im Sinn des Joint Position Paper des Pentilateral Energy Forum vom September 2021

⁴⁶ Die Menge an produzierter Elektrizität, welche momentan den Verbrauch (inklusive Verluste und Speicherbeladung) übersteigt und nicht genutzt wird.

⁴⁷ in der Schweiz insbesondere durch PV

⁴⁸ Und auch in Zukunft könnte die Schweiz mit Gaskraftwerken oder einer stärkeren Einbindung in Europa günstiger fahren.

⁴⁹ vorzugsweise Salzkavernen, da kosteneffizient und wenig störend vom Eingriff ins Landschaftsbild und in die Natur her

⁵⁰ Speicherkapazitäten und Entladedauern von realisierten Energiespeichern

⁵¹ Das Hauptproblem bei hohem Anteil neuer erneuerbarer Energien im Stromsystem

⁵² Karte der Gasflüsse in Europa

⁵³ Auch die Schweiz verfügt über erhebliche Kapazitäten zum Import von Gas, energetisch mehr als für Strom.

⁵⁴ Mehr als 100 Mrd. Kubikmeter pro Jahr höhere Kapazitäten zur Regasifizierung von Flüssiggas in Europa bis Mitte der 2020er-Jahre

⁵⁵ VSE (2019), Botschaft 4

⁵⁶ VSE und VSG (2021), Seite 7

⁵⁷ Es verteilt sich bei der Mobilität gleichmässig übers Jahr, und Ähnliches bewirken saisonale Wärme-Speicher und der Einsatz von Wasserstoff statt Erdgas im Sommer zwecks CO₂-Reduktion.

nahegelegenen, staatsvertraglich gesicherten Speicher im französischen Jura⁵⁸ klein. Die Nachbarländer der Schweiz verfügen über die grössten Gasspeicher in Europa⁵⁹, und das europaweite Potenzial beläuft sich auf über 80 PWh.

Treibende Kräfte sind die Entwicklung des Kraftwerksparks in der Schweiz und Europa sowie deren energetische Verknüpfung am Strom- und Gasmarkt. Grüner Wasserstoff kann als CO₂-freier Brennstoff für Backup-Kraftwerke dazu beitragen, die Stromversorgungsrisiken einer zunehmenden Elektrifizierung abzufedern. Da der Einsatz von Backup-Kraftwerken voraussichtlich im Winterhalbjahr erfolgen würde, benötigen diese saisonale Wasserstoffspeicher. Für eine Übergangszeit ist denkbar, Backup-Kraftwerke mit Erdgas zu betreiben und die CO₂-Emissionen im Sommerhalbjahr zu kompensieren, indem grüner Wasserstoff erzeugt und – soweit technisch möglich – ins Gasnetz eingespeist wird. Ab 2040 kann die Schweiz womöglich bedeutende Mengen von Wasserstoff erzeugen und speichern, wird diese aber unter Umständen gar nicht benötigen, weil Rentabilitäts-Überlegungen bei den erneuerbaren Energien nicht so viel Überschussstrom ergeben. Verfügt die Schweiz dann über eine Anbindung an die EU via leistungsfähige Pipeline, entschärft dies die Saisonalität bei der Stromproduktion und der Nachfrage.⁶⁰

Strombranche

Wasserstoff ist ein naheliegender Energieträger zur saisonalen Speicherung des zukünftigen Stromüberangebots im Sommer und zur Reduktion der Winterlücke. Die grosse Bandbreite bei den Prognosen für die benötigten Flexibilitäten und die Strompreisentwicklung stellt aber ein Hindernis für die Entwicklung von entsprechenden Projekten dar. Zudem kann die Produktion von Wasserstoff die Stromknappheit verschärfen. Das UVEK erarbeitet Bestimmungen für zweistoffbetriebene, klimaneutrale Reservekraftwerke. EUTurbines klassifiziert Gasturbinen bereits nach der Befähigung, mit substanziellen Anteilen von Wasserstoff im Brennstoff umzugehen, sowie nach dem nötigen Aufwand, dies zu bewerkstelligen.⁶¹ Alternativ oder ergänzend könnten WKK-Gasmotoren mit Wasserstoff angetrieben werden. Wasserstoff kann zudem das Stromnetz entlasten⁶², wenn Elektrolyseure netzdienlich platziert und betrieben werden.⁶³ Die optimale Wahl der Netzebene und Standorte⁶⁴ erfordert eine Planung des Stromsystems, welche auch Wasserstoff eine Zukunft bietet.

Viele VSE-Mitglieder engagieren sich in diesem Geschäftsfeld, welches zugleich der Stabilisierung der Stromversorgung und der Versorgungssicherheit dient. Die Strom-Sicht legt den Blick auf die Wirtschaftlichkeit nahe.⁶⁵ Der Netzsicherheit dient, Überschussstrom möglichst wenig netzbelastend zu verwerten. Wasserstoff soll dezentral produziert werden und über das Gasnetz transportiert oder auch dezentral gelagert werden. Förderung soll saisonale Umlagerung anreizen⁶⁶ und den Einsatz von neuer Technik erleichtern.

2.5 Netze: Wasserstoff übernimmt einen Anteil am weiterentwickelten Gasnetz

Wasserstoff braucht eine geeignete Infrastruktur. Ressourcenschonend bietet sich das Umnutzen der bestehenden Erdgasnetze an. Ein 1:1-Ersatz bräuchte enorme Investitionen, doch Beimischung scheint zu

⁵⁸ Plus Sondierungsbohrungen für einen LRC-Speicher mit einer auf Methan bezogenen Kapazität von 1,2 TWh

⁵⁹ Neben der Ukraine und den Niederlanden

⁶⁰ E.ON hat angekündigt, bis 2030 jährlich 5 Mio. Tonnen grünen Wasserstoff aus Australien nach Europa zu bringen.

⁶¹ MARCOGAZ (2019) hält einen Wasserstoff-Anteil von 30 % in heutigen Gasturbinen für möglich ohne grössere Anpassungen.

⁶² Ein Drittel tiefere jährliche Investitionen in Strom und Gas, Einsparungen im zweistelligen Milliarden-Bereich in Europa

⁶³ 24 % Ersparnis bei den Netzkosten durch stromerzeugernahe Wasserstoff-Produktion (Paper dazu)

⁶⁴ bei Zurückfahren der Förderung oder Komplikationen beim Heimfall von Konzessionen (insbesondere bei geteilten Rechten)

⁶⁵ Wasserstoff-Produktion nach Preis-Signalen, nicht im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, und erst der EE-Ausbau schafft die Geschäftsgrundlage.

⁶⁶ Etwa Investitionsbeiträge für Elektrolyseure

einem guten Teil zu funktionieren, auch wenn die Wasserstoff-Verträglichkeit des heutigen Gasnetzes noch nicht abschliessend geklärt ist. Die Gasbeschaffenheit im Schweizer Netz hat sich über die Zeit gewandelt. Wasserstoff war bereits vor 100 Jahren ein Hauptbestandteil des damaligen Stadtgases.⁶⁷ Der VSG sieht auch zukünftig wieder einen beträchtlichen Anteil von Wasserstoff in Gasnetzen. Die Beimischung von Wasserstoff ins bestehende Gasnetz bedarf der Untersuchung der Verträglichkeit des Netzes und der Endanwendungen sowie gewisser Anpassungen an der Peripherie (zum Beispiel bei den Messgeräten). Grundlage dafür bildet die SVGW-Richtlinie G18 «Gasbeschaffenheit», welche ab Juni 2022 einen Wasserstoff-Anteil von bis zu 10 % im bestehenden Gasnetz sowie den Betrieb reiner Wasserstoff-Netze vorsieht. Eine H₂-Ist-Netz-Analyse soll die Toleranzen in den Schweizer Verteilnetzen erfassen. Der Entscheid hinsichtlich Beimischung hängt dann von etlichen Aspekten zu Anwendungen, von den Lieferanten und vom Betrieb ab.

Welche Gase die Schweiz zukünftig importiert, hängt davon ab, was im europäischen Ausland diesbezüglich passiert, aber auch vom technischen Fortschritt bei der Methanisierung und CO₂-Abscheidung.⁶⁸ Vorläufig besteht noch grosse Unsicherheit zur Verfügbarkeit von Wasserstoff und Geräten zur Produktion sowie für den Verbrauch.

Für eine Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Wärmeerzeugung steht bei vielen Gasnetzbetreibern in der Schweiz die Zukunft der Netzinfrastruktur zur Diskussion. Teilweise ist sogar bereits mittelfristig eine Stilllegung geplant. Eine solche Entwicklung wird die Nutzung der Gasnetze für die Sektorkopplung verhindern beziehungsweise verteuern.⁶⁹ Die vorschnelle Forderung nach der Stilllegung von Gasnetzen ist vor allem politisch motiviert: Sie verunmöglicht die Nutzung einer bewährten Infrastruktur zum Transport von erneuerbarer Energie aus Biogas sowie zum Aufbau einer grünen Wasserstoff-Wirtschaft und erhöht durch den damit einhergehenden Verzicht auf Wärme aus Gas den Druck auf die Stromnetze. Viele Untersuchungen⁷⁰ zeigen, dass sowohl Transportnetze als auch Verteilnetze zu grossen Teilen Wasserstoff verkraften.⁷¹ Das Erdgasnetz taugt also für eine weitgehende Beimischung von Wasserstoff, doch kommt dieser rechtzeitig für eine nahtlos wirtschaftliche Nutzung? Ohne Netz lässt sich Wasserstoff auch per Strasse⁷², Schiene⁷³ oder Schiff transportieren.⁷⁴

Gegenwärtig bestimmt der Mobilitätssektor die Nachfrage nach grünem Wasserstoff in der Schweiz.⁷⁵ Eine Umnutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur ist mittel- bis langfristig in Zwischenschritten⁷⁶ zu erwarten. Richtungsweisend ist die EU-Politik, insbesondere beim European Hydrogen Backbone. Dieser soll ein gemeinsames Wasserstoff-Netz bieten⁷⁷, von «Early Adopters» mit keinen oder wenigen Alternativen zu Gas in den Industrie-Clustern am Niederrhein ausgehen, zu drei Vierteln auf umgewidmeten Erdgasleitungen basieren und durch die Schweiz führen.

⁶⁷ Stadtgas bestand rund zur Hälfte aus Wasserstoff.

⁶⁸ Teure Methanisierung lässt schneller reine Wasserstoff-Netze entstehen, und günstiges CCUS favorisiert die Dampfreformierung bei CO₂-Lagern oder Pyrolyse an Orten von Kohlenstoff-Nutzung.

⁶⁹ VSE und VSG (2021), Seite 8

⁷⁰ Eine gute Übersicht bietet Nationaler Wasserstoffrat (2021).

⁷¹ Die Ready4H2-Allianz koordiniert die Transformation der Erdgasnetze zu Netzen für grünen Wasserstoff und andere grüne Gase.

⁷² Der Transport in Druckbehältern ergibt Sinn bei punktueller Versorgung von kleineren Verbrauchern.

⁷³ mit der Strasse kostenmässig etwa gleichauf, doch mit deutlich tieferen Verkehrsemissionen

⁷⁴ Kosten für die Logistik, Emissionen und energetische Verluste spielen bei der Wahl des Transportmittels eine Rolle.

⁷⁵ 50 LKWs in Betrieb (1600 bis 2025), 10 GWh (300 t) grüner Wasserstoff pro Jahr, versorgt über Wasserstoff-Tankstellen (Freienbach per Pipeline)

⁷⁶ Höhere Beimischung in mehr und mehr Teilnetzen, dazu andere erneuerbare Gase als Wasserstoff

⁷⁷ Enagás et al. (2020), European Hydrogen Backbone, Seiten 5 und 8

Strombranche

Die Sektorkopplung leistet einen Beitrag zum Ziel der Dekarbonisierung, indem fossile Energieträger für Gebäudewärme (Öl, Gas) und Mobilität (Benzin, Diesel) durch elektrische Energie ersetzt werden, falls die Elektrizität aus erneuerbaren Quellen stammt.⁷⁸ Umgekehrt können Gasnetze über den Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (Stichwort Winterstromlücke). Beim Zusammenspiel der Netze für Erdgas, Wasserstoff und Strom bleiben offene Fragen technischer und wirtschaftlicher Natur. Um alle Netze rechtzeitig und kostengünstig zukunftstauglich zu machen, interessiert ein sektorübergreifend verbindlicher Zeitplan für den Bedarf an Strom und Gasen. Bei Gas im Wärmebereich fallen die kantonal unterschiedlichen Gesetze auf.⁷⁹ Viele EVU agieren im Strom- und Gasbereich, verfügen über Kompetenzen im Handel mit Energieträgern und werden eine wichtige Rolle beim Import und Export von erneuerbarem Wasserstoff einnehmen.

Die Stromnetzbetreiber müssen zur Förderung der Sektorkopplung mehr Freiheiten bei der Gestaltung der Tarife erhalten, um netzdienliches Verhalten der Marktakteure zu fördern.⁸⁰ Aus Sicht der Gasnetzbetreiber soll der Gesetzgeber die verschiedenen Gasnetze gleichwertig behandeln, was die Finanzierung vereinfacht. Auch die Strominfrastruktur sollte sich auf die Sektorkopplung ausrichten und eine möglichst frühe Anbindung der Schweiz an leistungsfähige europäische Wasserstoff-Netze anstreben.⁸¹

2.6 Regulierung: Private Investitionen brauchen zeitnah verbindliche Rahmenbedingungen

Verlässliche und gute Rahmenbedingungen sind Investorinnen und Investoren wichtig. Allfällige Unsicherheiten werden eingepreist und verteuern Projekte, was letztlich sogar zum Verzicht auf gewisse Projekte führen kann. Auch wenn bereits erste Wasserstoff-Projekte realisiert werden, brauchen Investitionen in energetisch relevanter Grössenordnung doch einen regulatorischen Rahmen. Wichtig ist dafür auch, dass die Schweiz analog zur EU-Wasserstoffstrategie ihren politischen Willen dokumentiert. Der daraus entstehende regulatorische Rahmen soll Sektorkopplung ermöglichen, die Verbreitung von Wasserstoff ermöglichen und bestehende Hürden abbauen.⁸² Für gewisse Standards dürfte es allerdings noch zu früh sein, und der regulatorische Rahmen im Wasserstoff-Bereich wird sich wie im Strombereich stetig weiterentwickeln müssen. Schliesslich ist der Markt meist auch schneller als die Politik. Bei der Ausarbeitung der Regulierung braucht es also auch ein Abwägen zwischen regulatorischen Vorgaben und unternehmerischer Freiheit.

Wasserstoff-Produzenten sind doppelt von Unsicherheiten betroffen. Die variablen Kosten hängen von kaum prognostizierbaren Energie- und CO₂-Preisen ab. Gleichzeitig besteht auch auf der Nachfrageseite eine hohe Unsicherheit, welche neben den Marktentwicklungen auch entscheidend von Regulierung getrieben ist. Beispielsweise ist die Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher/innen davon abhängig, ob sie durch Verwendung von Wasserstoff von zukünftigen Steuer- und Abgabenerleichterungen (unter anderem CO₂-Abgabe, LSVA, Mineralölsteuer) profitieren können. Ob Endverbraucher/innen vermehrt auf Wasserstoff

⁷⁸ VSE (2019), Botschaft 1

⁷⁹ vom faktischen Verbot von Gas/Öl-Heizungen (BS) über einen Mindestanteil an erneuerbarem Gas beim Heizungersatz in mehreren Kantonen bis zur Technologieoffenheit mit Ausnahme fossiler Energieträger (GL)

⁸⁰ VSE (2019), Botschaft 8

⁸¹ European Hydrogen Backbone (Karte) oder schon vor dessen Fertigstellung an den Delta Corridor.

⁸² VSE und VSG (2021), Seite 7:

- Unterschiedliche Zuständigkeiten und Gesetzgebungen (Bund/Kantone) für die verschiedenen Sektoren (z. B. Gebäude)
- Unterschiedliche Abgabenbelastungen von Energieträgern generell (Gas, Diesel, Benzin, Heizöl, Elektrizität)
- Die unterschiedliche Internalisierung der CO₂-Kosten bei den verschiedenen Energieträgern (z. B. Brennstoffe, Treibstoffe)
- Fehlende Konzepte für eine sektorübergreifende Integration von Speichern
- Einengende Regulierung führt zu mangelnder Innovation.

umstellen, hängt ausserdem davon ab, ob die notwendige Infrastruktur (beispielsweise Tankstellen) besteht und zugänglich ist. Regulierung kann somit ein Enabler zur Entwicklung der Nachfrageseite sein.

Der Markthochlauf von Wasserstoff kann zudem durch Förderung begünstigt werden. Durch Stärkung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff-Projekten könnte die Verfügbarkeit im Inland erhöht und zusätzliche Versorgungssicherheit für Endverbraucher/innen geschaffen werden. Die Förderung von Wasserstoff kann sich an den Grundsätzen wie im Strombereich orientieren. Implementiert werden kann eine solche Förderung durch Anpassung des EnG oder des zukünftigen GasVG. Denkbar sind auch tarifliche Anreize, um die inländische Wasserstoff-Erzeugung und deren Nutzung als netz- oder systemdienliche Flexibilität zu fördern.⁸³ Dies ist insbesondere bei Laufwasserkraftwerken oder PV-Anlagen sinnvoll, welche gemäss Energieperspektiven 2050+ zu Zeiten mit geringen Erlösen am Strommarkt produzieren.

Doch auch bezüglich Berücksichtigung von Wasserstoff im bestehenden Schweizer Gasmarkt und der damit verbundenen Infrastruktur braucht es klare politische Signale und Verbindlichkeit. Die Schweiz kann sich diesbezüglich an der EU orientieren, wo Ende 2021 der Entwurf für das Gas Decarbonization Package veröffentlicht wurde. Das Gesetzespaket ergänzt die Gasmarktregulierung durch das Thema Wasserstoff. Es regelt beispielsweise die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz, die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff und tarifliche Anreize. Entstehen soll auch eine europäische Wasserstoff-Infrastruktur. Die Schweiz muss sich diesbezüglich überlegen, inwiefern man sich an diese Infrastruktur koppeln kann und will, und auch der Zugang zu Speichern im Ausland wird allenfalls ein Thema sein.⁸⁴

Strombranche

Für die Strombranche sind verschiedene Geschäftsmodelle im Bereich Wasserstoff interessant, deren Marktfähigkeit wiederum von Investitionssicherheit respektive den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt. Derzeit gelten für den Bau von Elektrolyseuren je nach Kanton unterschiedliche Regelungen, was solche Bauprojekte deutlich erschwert: Ein einheitlicher Rahmen⁸⁵ für alle Kantone (ohne eigene Gewichtungen wie bei den MuKEn) wäre eine Hilfe. Zudem sollte die Bewilligungsfähigkeit von Elektrolyseuren sichergestellt (zum Beispiel Standortgebundenheit ausserhalb von Bauzonen ermöglichen) und die Bewilligungsverfahren verkürzt werden. Sinnvoll sein könnte auch der Übergang zu dynamischen Abgaben, welche den zeitlichen Wert von Energieeffizienz korrekt berücksichtigt.

Der VSE begrüsst die Sektorkopplung und schreibt ihr eine wichtige Rolle zu. Strategien und Szenarien zum Thema Wasserstoff sollten daher auch angrenzende Bereiche⁸⁶ berücksichtigen. Um die Effizienzgewinne der Sektorkopplung zu realisieren, braucht es auch zum Thema Regulierung eine Gesamtsicht. Strom und Gas sollen möglichst äquivalenten Regelungen folgen. Die Voraussetzungen bei den beiden Energieträgern sind jedoch nicht in allen Bereichen deckungsgleich und können sektorspezifische regulatorische Vorgaben begründen. Dabei ist sicherzustellen, dass diese den Wettbewerb zwischen Gas und Strom weder behindern noch verzerren. Zielführend wäre diesbezüglich auch ein sektorübergreifendes Lenkungssystem.

⁸³ Im Ausland erfolgt Förderung mannigfaltig, direkt über die Förderung von Produktionsanlagen (Investitionsbeiträge/CAPEX bei den Elektrolyseuren, Betriebskosten/OPEX gesicherte Erträge via Contracts for Difference) wie indirekt durch Ankurbeln der Nachfrage (Investitionsbeiträge/CAPEX bei Fahrzeugen oder Tankstellen, Zusatzerträge/Einsparungen bei der Befreiung von LSVA oder Mineralölsteuer oder Quoten für Endverbraucher/innen).

⁸⁴ Aktuell im Fokus steht der Zugriff der Schweiz auf ausländische Gasspeicher, um die Versorgungssicherheit mit Gas sicherstellen zu können. Ein erster Schritt ist die Absichtserklärung zur Koordination bei der Erdgasspeicherung im Pentalateralen Energieforum vom 30.03.2022.

⁸⁵ Klare, einheitliche Anforderungen für Projektierung und Realisierung von Anlagen (Bewilligungen, Sicherheitsanforderungen, Verträglichkeits-Prüfungen)

⁸⁶ PV, Wärme-Versorgung, Wasserstoff-Kraftwerke

3. Zusammenfassung

Wasserstoff wird im europäischen Energiesektor eine Rolle spielen und damit auch im schweizerischen. Die Produktion und insbesondere der Import von Wasserstoff können dem Stromsektor Energie zuführen, dank allfälliger Speicher sogar zur zeitpunktgenauen Verstromung. Wasserstoff hat also das Potenzial, netzdienlich und zugunsten der Stromversorgungssicherheit Energie zwischenzuspeichern. Er erweitert das Portfolio von EVU und verlängert die Wertschöpfungskette beim Strom. Transparenz bezüglich Herkunft des Wasserstoffs werden die geplanten HKN für alle Energieträger schaffen. Die Schweiz setzt langfristig auf CO₂-neutralen Wasserstoff, für eine Übergangszeit soll im Sinn eines möglichst ungehinderten Markthochlaufs aber auch mit CO₂-Emissionen produzierter Wasserstoff importiert werden können.

Noch herrscht Unsicherheit, von der Motivation für den Einsatz von Wasserstoff über die Entwicklung der Preisverhältnisse bis hin zum Tempo der Umsetzung. Diesbezügliche Prognosen veralten nicht selten schnell, was angesichts langfristiger, spezifischer Infrastruktur ein Problem darstellt. Umso höheres Gewicht erhalten bei der Regulierung Planungssicherheit und Investitionssicherheit.

Handlungsbedarf besteht für ein sektorübergreifendes CO₂-Lenkungssystem und Netztarifizierungsmodelle, welche Belastungen verursachergerecht verrechnen und so eine effiziente Nutzung von Flexibilität anreizen sowie die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Energiewirtschaft sicherstellen. Das GasVG soll Wasserstoff und synthetische Gase mitberücksichtigen, das StromVG Elektrolyseure. Ausserdem sind die Regelungen für den Bau von Elektrolyseuren schweizweit einheitlich zu gestalten.

Die Wasserstoff-Roadmap des BFE soll zwecks Robustheit verschiedene Szenarien berücksichtigen. Kommt sie laufenden Projekten in der Schweiz entgegen und belässt ihnen gleichzeitig Freiheiten, erreicht sie einen guten Start Richtung Sektorkopplung. Zügiges Erscheinen vermeidet schliesslich die Gefahr, den Anschluss an die internationale Entwicklung zu verpassen.

Kompatibilität mit der EU ist ein Schlüsselwert. Die Netze von Strom und Gas sollten eine gemeinsame Strategie verfolgen und von der Einbindung beider ins europäische Umfeld profitieren. Das geografische Auseinanderklaffen der Potenziale von Nachfrage und Produktion von Wasserstoff führt zu umfangreichem Handel inklusive Herkunftsnachweise. Die Schweiz soll sich an der EU-Regulierung für Energieträger wie HKN orientieren und die Möglichkeit zur Teilnahme an möglichst allen Märkten erreichen. Denn das Entstehen eines europaweiten Wasserstoff-Markts bedeutet Chancen auch für Schweizer EVU.

Gesetzliche Ausgangslage

- GasVG (2019, kein geltendes Gesetz). Entwurf aus Vernehmlassung 2019/75 mit Webseite beim BFE

Quellen (auch zur Inspiration, nicht alle aufgelistet und verwendet)

- ADL (2020) The future of hydrogen and e-fuels
- Agora (2021) Making renewable hydrogen cost-competitive (Pressemitteilung)
- Alpiq (2018) Synthetic Fuels, The Big Picture (nicht öffentlich)
- Aurora (2021) Wasserstoff-Produktion in Grossbritannien benötigt Kernenergie
- Axpo: Ausbaupläne (15.04.21), Das kleine 1×1 des Wasserstoffs, Produkte
- BEE (2021) Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien.

- [BFE \(2022a\) Energieperspektiven 2050+ mit «Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+»](#)
- [BFE \(2022b\) Thesen zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung](#)
- [BFE \(2022c\) Wasserstoff-Roadmap \(erst Ankündigung\) – Unterlagen zur Begleitgruppe \(intern\)](#)
- [BFE Wasserstoff mit Positionspapier «Wasserstoffmobilität in der Schweiz» von 2016](#)
- [BFE/E4Tech \(2018\) Swiss Hydrogen Production and Demand](#)
- [BMWi \(2020\) Nationale Wasserstoffstrategie \(für Deutschland, mit 38 Massnahmen\)](#)
- [DVGW \(2022\) Umstieg auf eine resiliente Energieversorgung mit erneuerbaren Gasen](#)
- [E.ON Trend-Radar \(2022\) Das Wasserstoff-Wettrennen](#)
- [EBP \(2021\) Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz – Update 2021 \(mit Bedarf Wasserstoff\)](#)
- [ENTSO-E \(2021\) The Role of Hydrogen – Facts about System Integration. ENTSO-E Key Messages](#)
- [ETH \(2021\) Wasserstoff für Transport und Wärme ist der falsche Weg](#)
- [EU \(2022\) REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy. Dazu Pressemitteilung und Factsheet.](#)
- [Eurogas \(2020\) European Carbon Neutrality: The Importance of Gas](#)
- [European Hydrogen Backbone. Karte, Studie Enagás et al. \(2020\), Vision 2022](#)
- [Frontier \(2019\) The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe](#)
- [Frontier \(2021\) Grundlage für die Positionierung zu Wasserstoff. Bericht für OesterreichsEnergie](#)
- [Gas for Climate consortium \(2020\) European Hydrogen Backbone \(von Gastransport-Firmen\)](#)
- [GoH! «Die erste 100%ig grüne Wasserstoff-Industrie der Schweiz» \(in Genf\)](#)
- [GreenGT – high-density electric-hydrogen-powered systems](#)
- [GRZ Technologies – Solid-state hydrogen storage systems](#)
- [H2 Energy – Aktuelles zu erneuerbarer Energie aus Wasserstoff](#)
- [H2 Mobilität Schweiz – Ziel = ein flächendeckendes Netz an Wasserstoff-Tankstellen in der Schweiz](#)
- [H2@Wärme – Pro \(Frontier 2021, News/Studie\) und Kontra \(Fraunhofer 2020, News/Studie\)](#)
- [H2-Barometer: Deutschland 01/21, 02/21, 03/21; Schweiz, Ausgabe 1 März 2022](#)
- [H2ercules – Wasserstoff-Pipeline-Projekt von RWE und Open Grid Europe](#)
- [Hydrogen Europe. Vereinigung europäischer Firmen zur Umsetzung einer CO₂-neutralen Wirtschaft](#)
- [Hydropole – Anlaufstelle für Wasserstoff und alternative Energiesysteme](#)
- [Hydrospider – Erneuerbarer Wasserstoff für die Mobilität](#)
- [Hyundai Hydrogen Mobility – Dekarbonisierung des Schwerverkehrs durch Vermieten von LKWs](#)
- [IEA \(2019\) The Future of Hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan](#)
- [IRENA \(2022\) Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor \(Studie, Präsentation\)](#)
- [Linde \(2013\) Datentabelle zu Wasserstoff im Energiebereich](#)
- [Linde Kryotechnik – Wasserstoff-Verflüssigungsanlagen](#)
- [MARCOGAZ \(2019\) Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use](#)
- [McKinsey \(2021\) Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Hydrogen Insights Report 2021, Hydrogen Council, McKinsey & Company](#)
- [Nationaler Wasserstoffrat \(2021\) Wasserstoff-Transport](#)
- [Nationaler Wasserstoffrat \(Deutschland\) zu Speichern/Transport sowie mit einer Meta-Studie \(2021\)](#)
- [OST \(2022\) ExpertInnengespräche Power-to-X vom 24.03.2022, Vorträge zum Downloaden](#)

- [Penta \(2021\)](#) Joint position paper of the Pentalateral Energy Forum on the regulatory framework for hydrogen
- [PSI \(2021\)](#) Blauer Wasserstoff kann das Klima schützen
- [Ready4H2 \(2021\)](#) – 96 % of pipelines in Europe are material ready for conversion to pure hydrogen
- [Ready4H2 \(2022\)](#) Part 02. The value of local hydrogen distribution networks in a decarbonised Europe
- [SCCER \(2021\)](#) Handbuch Energiespeicher
- [Schifffahrt \(kleiner Massstab\)](#) – [Projekt Helios \(2019\)](#), [Seabubbles](#), [Shiptec](#)
- [SPIN](#) – Swiss Power-to-X Collaborative Innovation Network
- [Sternen und Stadler \(2014\)](#) Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration.
- [SVGW \(2020\)](#) Die Rolle von Wasserstoff für die Gaswirtschaft
- [SVGW, Fachdossier Wasserstoff](#)
- [SwissHydrogen](#) – Brennstoffzellen (5 kW bis MW-Bereich) und Elektrolyseure (bis 10 kW)
- [TÜV NORD](#) – Wasserstoff-Pipelines und Wasserstoff-Netze
- [Vernconex](#) – Transport von Wasserstoff in Standard-Containern
- [VSG, Dossier Wasserstoff](#)
- [WEC \(2021a\)](#) Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities
- [WEC \(2021b\)](#) Hydrogen Demand and Cost Dynamics ([Webseite](#), [Kommentar der Axpo](#))
- [WEF \(2022\)](#) Which countries could become the world's hydrogen superpowers?
- [Züttel et al. \(2022\)](#) Future Swiss Energy Economy: The Challenge of Storing Renewable Energy

Relevante VSE-Dokumente

- [VSE \(2019\)](#) Themenpapier Sektorkopplung (nur für VSE-Mitglieder)
- [VSE \(2021a\)](#) Antworten zur Wasserstoff-Roadmap des BFE (intern)
- [VSE \(2021b\)](#) Wasserstoff – Überblick und Wissenssammlung (intern)
- [VSE \(2021c\)](#) Wasserstoff in der Schweiz: Ein Thema, das Klärung braucht
- [VSE und VSG \(2021\)](#) Arbeitspapier Sektorkopplung (intern)

Auskünfte

Fachsekretariat Kommission Energiewirtschaft

Telefon +41 62 825 25 25

E-Mail Info@Strom.CH

[Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen](#)

[Hintere Bahnhofstrasse 10, 5000 Aarau, \[www.Strom.CH\]\(http://www.Strom.CH\)](#)