

PLYNOMICS



EPFL

Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz



Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz

Schlussbericht Phase 1 des Studienprojekts
14. September 2023

Auftraggeber

Hauptträger

Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG)
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)

Mitfinanzierer

Amt für Umwelt und Energie (AUE), Kanton Bern
Energie 360° AG
Energie Wasser Bern (ewb)
Gasverbund Mittelland AG (GVM)
Primeo Netz AG
St. Galler Stadtwerke (SGSW)
Viteos SA

Fachliche Unterstützung

Schweizerischer Verband des Gas- und Wasserfachs (SVGW)

Auftragnehmer

Polynomics AG (Projektleitung)
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten
www.polynomics.ch

E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15
D-53115 Bonn
www.e-bridge.de

Prof. Dr. Andreas Züttel, École polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL) Valais/Wallis
Laboratory of Materials for Renewable Energy (LMER),
Institute Chemical Sciences and Engineering (ISIC),
Basic Science Faculty (SB)
Rue de l'Industrie 17
CH-1950 Sion
www.epfl.ch/labs/lmer/zuttel/

Autoren

Dr. Heike Worm, Polynomics AG, heike.worm@polymics.ch
Dr. Janick Mollet, Polynomics AG, janick.mollet@polynomics.ch
Dr. Florian Kuhlmei, Polynomics AG, florian.kuhlmei@polynomics.ch
Dr. Philipp-Matthias Heuser, E-Bridge Consulting GmbH, pheuser@e-bridge.com
Leona Jovy, E-Bridge Consulting GmbH, leona.jovy@e-bridge.com
Andreas Gelfort, E-Bridge Consulting GmbH, andreas.gelfort@e-bridge.com
Prof. Dr. Andreas Züttel, ETH Lausanne (EPFL), andreas.zuetzel@epfl.ch

Begleitgruppe

Hans-Christian Angele, VSG
Boris Bayer, AUE Bern
Bettina Bordenet, SVGW
Nadine Brauchli, VSE
Kristin Brockhaus, VSE
Daniela Decurtins, VSG
Peter Graf, SVGW
Ronald Hagger: Energie 360°
Martin Jutzeler; ewb
David Linder; GVM
Linde Meneghin, Primeo
Uli Nyffenegger, AUE Bern
Anke Wölflinger, GVM
Nicolas Zwahlen; Viteos

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	20
2	Grundlegendes zur Wasserstoffwirtschaft	20
2.1	Beitrag von Wasserstoff zur Energieversorgung.....	20
2.2	Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft	21
2.3	Wasserstoff-Qualitäten	22
2.4	Wasserstoff als erneuerbares Gas in dieser Studie	23
3	Energiepolitische Ziele und regulatorische Ausgangslage	24
3.1	Energiepolitische Ziele der Schweiz	24
3.1.1	Klimaziel «Netto Null» bis 2050.....	24
3.1.2	Ausbau- und Energieeffizienzziele.....	25
3.1.3	Energieperspektiven des Bundes und Arbeiten zur Schweizer Wasserstoffstrategie.....	25
3.2	Wasserstoff in den energiepolitischen Zielen der EU	26
3.2.1	Wasserstoffstrategie der EU	26
3.2.2	Fit für 55	27
3.2.3	REPowerEU	28
3.2.4	Green Deal Industrial Plan	29
3.2.5	Programme zur Umsetzung der Strategie	29
3.3	Regulatorische Ausgangslage.....	30
3.3.1	Technische Regeln.....	31
3.3.2	Bewilligungsverfahren.....	32
3.3.3	Herkunftsnachweise.....	36
3.3.4	Netzzugangs- und Marktregulierungen Strom und Gas	39
3.3.5	Massnahmen zur CO ₂ -Reduktion	45
3.3.6	Fördermassnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien	52
3.4	Weitere Rahmenbedingungen.....	55
3.4.1	Beziehungen zur EU.....	55
3.4.2	Private Verträge und Initiativen	55
4	Marktentwicklungsszenarien	56
4.1	Wasserstoffangebot	56
4.1.1	Inländisches Produktionspotential für grünen Wasserstoff.....	56
4.1.2	Exkurs: Sensitivitätsrechnung zu unterschiedlichen PPA-Preisen für die Wasserstofferzeugung	63
4.1.3	Exkurs: Sensitivitätsrechnung zu WACC, FLH und Strompreis.....	64

4.1.4	Importe	65
4.2	Wasserstoffnachfrage	67
4.2.1	Gesamtnachfrage	68
4.2.2	Verkehrssektor	70
4.2.3	Industriesektor	72
4.2.4	Gebäudewärmesektor	73
4.2.5	Prozesswärmesektor	74
4.2.6	Stromerzeugungssektor	75
4.3	Zusammenzug von Angebots- und Nachfrageszenarien	76
5	Mögliche Regulierungs- und Förderinstrumente.....	79
5.1	Politische und technische Voraussetzungen für H ₂ -Markt	79
5.1.1	Verlässliche Rahmenbedingungen und Monitoring	79
5.1.2	EU-kompatible Herkunftsnachweise Wasserstoff und Strom	80
5.1.3	EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff	80
5.1.4	Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln für Wasserstoff.....	80
5.1.5	Klare Bewilligungsverfahren.....	80
5.1.6	Möglichkeiten für Importe offenhalten	81
5.2	Instrumente mit Bezug zu den Wertschöpfungsstufen	81
5.2.1	Beurteilungskriterien	81
5.2.2	Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H ₂).....	82
5.2.3	Internalisierung von CO ₂ -Kosten.....	86
5.2.4	H ₂ -Förderung	89
5.3	Finanzierungsaspekte.....	92
6	Varianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff.....	95
6.1	Grundlegende Bestandteile eines Regulierungsrahmens.....	95
6.2	Relevanz übergeordneter Ziele für die Detaillierung der Rahmenbedingungen	98
6.2.1	Übergeordnete energiepolitische Ziele	98
6.2.2	Theoretische Eckvarianten als Orientierungshilfe.....	98
6.3	Umsetzungsvarianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff.....	103
6.3.1	Umsetzungsvariante 1: Wirtschaftlichkeit.....	104
6.3.2	Umsetzungsvariante 2: Versorgungssicherheit.....	106
6.3.3	Umsetzungsvariante 3: Geschwindigkeit	108
6.3.4	Übersicht der Varianten eines Regulierungs- und Förderrahmens.....	110
7	Massnahmen in der zeitlichen Entwicklung.....	112
8	Quellenverzeichnis	117

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Prognostizierter Wasserstoffbedarf für die Schweiz 2030, 2040 und 2050	15
Abbildung 2	Rahmenbedingungen in den Phasen des Markthochlauf.....	18
Abbildung 3	Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft.....	21
Abbildung 4	Entwicklungsperspektiven für Gasnetze mit und ohne Wasserstoff.....	23
Abbildung 5	Stromerzeugung Winterhalbjahr	58
Abbildung 6	Stromerzeugung Sommerhalbjahr.....	59
Abbildung 7	H ₂ -Erzeugungskosten nach Stützstellenjahren und Volllaststunden (Strompreis: 6 Rp/kWh).....	63
Abbildung 8	H ₂ -Erzeugungskosten nach Stützstellenjahren und Volllaststunden (Varianten der Strombezugskosten, 4, 6 und 8 Rp/kWh)	64
Abbildung 9	Sensitivität der H ₂ -Erzeugungskosten im Jahr 2050	65
Abbildung 10	H ₂ -Importkorridore und deren Entwicklungspotential.....	66
Abbildung 11	Szenarienübersicht	68
Abbildung 12	Prognostizierter Wasserstoffbedarf für die Schweiz 2030, 2040 und 2050	69
Abbildung 13	Anteil der Wasserstofffahrzeuge in % am Gesamtbestand in 2050	71
Abbildung 14	Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor	72
Abbildung 15	Wasserstoffbedarf im Industriesektor	72
Abbildung 16	Wasserstoffbedarf im Gebäudesektor	74
Abbildung 17	Wasserstoffbedarf im Prozesswärmesektor	75
Abbildung 18	Wasserstoffbedarf im Stromerzeugungssektor.....	76
Abbildung 19	H ₂ -Bezugsmengen und angebotsseitige H ₂ -Mischpreise	78
Abbildung 20	Energiapolitische Ziele und Eckvarianten.....	99
Abbildung 21	Umsetzungsvarianten zwischen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit	103

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für Wasserstoff.....	9
Tabelle 2	Ausbauziele für erneuerbare Energien	25
Tabelle 3	Energieverbrauchsziele pro Kopf gegenüber dem Jahr 2000.....	25
Tabelle 4	Regulatorische Ausgangslage: Gliederung und Inhalte	30
Tabelle 5	Potential für inländische Wasserstoffherzeugung	60
Tabelle 6	Zeitlicher Verlauf der Kostenparameter und der Erzeugungskosten für inländisch produzierten Wasserstoff in Abhängigkeit der Volllaststunden	61
Tabelle 7	H ₂ -Preise für Importe und Kosten für inländisch erzeugten Wasserstoff	77
Tabelle 8	Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H ₂)	86
Tabelle 9	Internalisierung von CO ₂ -Kosten	89
Tabelle 10	H ₂ -Förderung.....	92
Tabelle 11	Grundlegende Bestandteile der Varianten eines Regulierungsrahmens.....	96
Tabelle 12	Instrumentenmix Eckvarianten	101
Tabelle 13	Umsetzungsvariante Wirtschaftlichkeit nach Marktphasen.....	105
Tabelle 14	Umsetzungsvariante Versorgungssicherheit nach Marktphasen.....	107
Tabelle 15	Umsetzungsvariante Geschwindigkeit nach Marktphasen.....	109
Tabelle 16	Varianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff im Vergleich	111
Tabelle 17	Instrumente nach Marktphasen über alle Umsetzungsvarianten.....	113

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AIB	Association of Issuing Bodies, Verband der Ausgabestellen (für Herkunftsnachweise)
BFE	Bundesamt für Energie
CAPEX	Capital Expenditures, Investitionsausgaben
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism, CO ₂ -Grenzausgleichmechanismus
CCfD	Carbon Contracts for Differences, CO ₂ -Differenzverträge
CCS	Carbon Capture and Storage, CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung
CfD	Contracts for Differences, Differenzverträge
CH-EHS	Schweizer Emissionshandelssystem
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -eq	CO ₂ -Äquivalente in Bezug auf Klimawirkung
EE	Erneuerbare Energien
EHB	European Hydrogen Backbone, Europäisches Wasserstoff-Fernleitungssystem (geplant)
EHS	Emissionshandelssystem
Empa	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt
EnG	Energiegesetz
ENTSOG	Association of European Transmission System Operators for Gas, Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas
EP2050+	Energieperspektiven 2050+ des Bundes
ERI	Eidgenössisches Rohrleitungsinspektorat
EU	Europäische Union
EU-ETS	European Emission Trading System, Emissionshandelssystem der EU
FLH	Full Load Hours, Volllaststunden
GasVG	Gasversorgungsgesetzes
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
HKN	Herkunftsnachweise
HKSV	Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung
IPCEI	Important Projects of Common European Interest, Wichtige Projekte von gemeinsamem europäischem Interesse

IRA	Inflation Reduction Act (USA)
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KIG	Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit
kWh	Kilowattstunde
LNG	Liquified Natural Gas, Flüssiges Erdgas
LSVA	Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forrestry, Landnutzung und Forstwirtschaft
MinöStV	Mineralölsteuerverordnung
Mt	Megatonne (1 Mt = 1 Mio. t)
MuKE	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
NNE	Netznutzungsentgelt
OPEX	Betriebsausgaben, Operational Expenditures
PPA	Power Purchase Agreement, Energiekaufvereinbarung
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (EU), EU-Richtlinie für erneuerbare Energien
RED-II	Renewable Energy Directive II (EU), Zweite EU-Richtlinie für erneuerbare Energien
RFNOB	Renewable Fuels of Non-Biological Origins, Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs
RLG	Rohrleitungsgesetz
RLSV	Rohrleitungssicherheitsverordnung
RLV	Rohrleitungsverordnung
RPG	Raumplanungsgesetz
RPV	Raumplanungsverordnung
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SVAV	Schwerverkehrsabgabenverordnung
TEN-E	Trans-European Networks for Energy (EU), Transeuropäische Energienetze (Initiative der EU)
TWh	Terrawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plans (ENTSOE, ENTSOG), 10-Jahres Netzentwicklungspläne von ENTSOG und ENTSOE
VSE	Verband der Schweizer Elektrizitätsunternehmen
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie
WWB	Weiter wie bisher (auch Szenario der Energieperspektiven 2050+ des Bundes)

Empfehlungen für die Gestaltung der Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz

Erneuerbarer Wasserstoff als Energieträger ist als Option bei der Erreichung des Netto-Null-Ziels auch für die Schweiz von Bedeutung. Die Wasserstoffmoleküle eignen sich als saisonaler Speicher für die CO₂-neutrale Energiebereitstellung auch im Winter wie auch für die Dekarbonisierung eher schwer elektrifizierbarer Anwendungen. In welchen Bereichen Wasserstoff zukünftig in der Schweiz eingesetzt wird, ist heute nicht abschliessend vorhersehbar. Um die Wasserstoff-Option offen zu halten, sollen die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass sie die Nutzung von Wasserstoff nicht ex ante einschränken. Unsere Empfehlungen für die Massnahmen eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff sind in Tabelle 1 für die vier betrachteten Regulierungsbe- reiche zusammengefasst. In der Studie finden sich darüber hinaus Details zu drei Varianten eines Regulierungsrahmens mit unterschiedlicher politischer Zielsetzung und zur Zuordnung der Mass- nahmen zu drei Phasen des Markthochlaufs. Bereits heute sind zahlreiche Weichenstellungen und Entscheidungen erforderlich, so dass der Grossteil der Massnahmen in der Anfangsphase zu er- greifen ist.

Tabelle 1 Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für Wasserstoff

Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verlässliche Rahmenbedingungen (Wasserstoffstrategie) und Monitoring ▪ EU-kompatible Herkunftsnachweise für Wasserstoff und Strom ▪ EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff ▪ Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln speziell für Wasserstoff ▪ Klare Bewilligungsverfahren ▪ Offenhalten von Importmöglichkeiten
Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horizontale Entflechtung soll integrierte Gas- und Wasserstoffnetzplanung und-finanzierung nicht verhindern ▪ Vertikale Entflechtung analog heutiger Regeln im Strombereich und keine Netzzugangsregulierung zu Wasserstoff- netzen in der Markthochlaufphase ▪ Keine einheitlichen Abnahmepflichten oder Beimischungsquoten ohne Beachtung technischer Restriktionen ▪ Nutzbarmachung der Abgeltung von Flexibilitäten für Produktion (z. B. Elektrolyseure) und Speicher ▪ (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von NNE Strom in Anfangsphase, im Kontext der aktuellen Regelungen, Finanzie- rungsfrage separat adressierbar
Internalisierung von CO₂-Kosten
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mindestens Beibehaltung des derzeitigen CO₂-Emissionshandelssystems bzw. CO₂-Abgabe ▪ Keine Verbote bestimmter Technologien ▪ Labels und Standards für Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen ▪ Optional: Direkte Beihilfen für Endverbraucher, CO₂-Grenzwerte
H₂-Förderung
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen für Importinfrastruktur und Saisonspeicher in Anfangsphase ▪ Zulassung von Langfristverträgen zwischen Akteuren der Wertschöpfungsstufen ▪ Je nach Zielsetzung: Förderung die am CO₂-Preis orientiert ist vs. (marktorientierte) H₂-Förderung

Quelle: Eigene Darstellung.

Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt

Die Wasserstoffwirtschaft ist im In- und Ausland im Aufbau. Es gibt aber noch keinen Markt, der mit Strom oder Erdgas/Biogas vergleichbar ist. Entscheidend ist daher, dass zunächst die grund- legenden politischen und technischen Rahmenbedingungen für Wasserstoff geschaffen werden. Zentrales Element ist eine Wasserstoffstrategie, die Marktperspektiven aufzeigt an denen sich die

Akteure orientieren können. Das BFE arbeitet daran und hat die Wasserstoffstrategie für Ende 2024 in Aussicht gestellt. In der EU liegt eine Wasserstoffstrategie seit 2020 vor. Um Wasserstoff am Markt handeln zu können, sind Spezifikationen der Wasserstoffprodukte hinsichtlich CO₂-Neutralität in einem System mit Herkunftsnachweisen erforderlich. Ein nationales Herkunftsnachweissystem für erneuerbare Treib- und Brennstoffe, welches weitgehend mit der EU kompatibel ist, wird voraussichtlich bis 2025 funktionsfähig sein. Damit Wasserstofftechnologien auf allen Wertschöpfungsstufen überhaupt bewilligt und eingesetzt werden können, müssen konsistente technische Spezifikationen weiter ausgearbeitet und vor allem in die gesetzlichen Grundlagen für den Bau und Betrieb von Wasserstoffanlagen wie in der EU aufgenommen werden. Auch eine Beschleunigung von Bewilligungsverfahren ist von Bedeutung, damit grüner Wasserstoff zur Gewährleistung der dekarbonisierten Energieversorgung der Schweiz genutzt werden kann.

Grundvoraussetzung für die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft ist eine langfristige Perspektive für die Akteure. Eine Anbindung an internationale Importrouten ist aktiv zu verfolgen, um den Zugang zu günstigen H₂-Quellen zu sichern und Geschäftsmöglichkeiten im Europäischen H₂-Markt nicht zu verbauen. Die Anbindung der Schweiz an den European Hydrogen Backbone sowie die weitere Prüfung von Speichermöglichkeiten im Inland sind perspektivisch nicht nur für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft, sondern auch für die Energieversorgungssicherheit in der Schweiz von Bedeutung. Die Investitionen für die Import- und Speicherinfrastrukturen sind bereits heute zu planen, um die zeitliche Restriktion des Netto-Null-Ziels bis 2050 zu erfüllen. Da sich der H₂-Markt erst entwickelt, bestehen besonders hohe Risiken, die staatliche Investitionshilfen für diese perspektivisch wichtigen Infrastrukturen begründen.

Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)

Der Regulierungsrahmen soll so gestaltet werden, dass beim Markthochlauf bestehende Infrastrukturen und Synergien zwischen den Energieträgern genutzt werden können. Dies ist bei der Gestaltung des GasVG und den Entwicklungen zur Marktregulierung Strom und Gas zu berücksichtigen, soweit dies mit Blick auf den Stand der Verhandlungen mit der EU eingerichtet bzw. beibehalten werden kann:

- In der Schweiz gibt es keine industriellen Wasserstoffnetze, die als Grundlage einer Wasserstoffinfrastruktur dienen können. Daher sind die bestehenden lokalen und regionalen Gasversorger bzw. -netzbetreiber zusammen mit ihren Kunden, die zukünftig auf dekarbonisierte gasförmige Energieträger angewiesen sind, die treibende Kraft beim Umbau der Netze. Um eine integrierte Netzplanung für die bisherigen Gasnetze und zukünftigen Wasserstoffnetze zu ermöglichen, so dass dieses Potenzial genutzt werden kann, sind rechtlich integrierte Wasserstoff- und Gasversorger zuzulassen. Dies eröffnet auch Potenzial für eine Finanzierung der Wasserstoffnetze über bestehende Infrastrukturen.
- Eine Zusammenarbeit sollte auch zwischen der Produktion, Speicherung und Strom- und Gasnetzplanung möglich sein. Die heute im StromVG geltenden und im GasVG vorgesehenen Unbundling-Regeln ermöglichen dies. Ein strenges vertikales Unbundling der Wasserstoffnetze in der Anfangsphase ist auch deshalb nicht erforderlich, weil mindestens so lange auf Netzzugangsregulierungen verzichtet werden kann, wie Inselnetze und einzelne Leitungen bestehen und damit kein zusammenhängendes Marktgebiet besteht.

Die Möglichkeit zur integrierten Planung sollte nicht nur zwischen den Wertschöpfungsstufen einzelner Unternehmen bestehen. Auch die (über-)regionale Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur, sollte unter Einbezug bestehender und neuer Akteure durch die Regulierung ermöglicht werden.

Internalisierung von CO₂-Kosten und H₂-Förderung

Eine grundsätzliche Debatte und Festlegung, ob als übergeordnetes Ziel die Wirtschaftlichkeit oder die Versorgungssicherheit im Sinn einer diversifizierten Energieversorgung mit einem gewissen Selbstversorgungsgrad angestrebt wird, erleichtert die Gestaltung konsistenter Rahmenbedingungen. Dies gilt für die Grundsatzentscheidung, ob neu effiziente technologieneutrale Instrumente zur Internalisierung der CO₂-Kosten im Mittelpunkt stehen oder der Weg mit direkten Fördermassnahmen auf Angebots- und Nachfrageseite auch bei Wasserstoff fortgesetzt werden soll, z. B. auch um die Energiebezugsquellen politisch mitzusteuern. Wann immer möglich sollten unabhängig von der politischen Zielsetzung Fördermassnahmen an Marktinformationen geknüpft und der Bedarf hinsichtlich der Zielerreichung im Zeitablauf überprüft werden. Um den Bedarf an Fördermitteln möglichst gering zu halten, sollten Initiativen privater Akteure sich im Markt zu organisieren und gemäss ihrer Risikobereitschaft Verträge zu schliessen, regulatorisch gestützt werden. Das beinhaltet die Möglichkeit zum Abschluss von Langfristverträgen zwischen Akteuren der verschiedenen Wertschöpfungsstufen.

Ob und in welchem Ausmass konkrete Fördermassnahmen für den Markthochlauf von Wasserstoff erforderlich sind, die über Investitionshilfen für Import- und Speicherinfrastrukturen hinausgehen, hängt davon ab, wie es gelingt, Hürden für den Wasserstoffhochlauf durch die Gestaltung der übrigen Bereiche der Rahmenbedingungen zu beseitigen und zu vermeiden.

Q&A zu Kapitel 3 der Studie: Wasserstoff in der Energiepolitik

Welche energiepolitischen Grundlagen bestehen für die Schweizer Wasserstoffwirtschaft?

Im Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG), das am 18. Juni 2023 von 59 % der Stimmbewölkerung angenommen wurde, ist das übergeordnete Ziel Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 verankert. Wasserstoff wird zwar in den Energieperspektiven 2050+ und der Wärmestrategie des BFE 2023 erwähnt, es gibt aber noch keine Wasserstoffstrategie. Im Thesenpapier des BFE von 2022 zur künftigen Bedeutung des Wasserstoffs werden dessen Einsatzmöglichkeiten insbesondere dort gesehen, wo eine Dekarbonisierung durch Elektrifizierung nicht möglich ist, vor allem in der Industrie und für Abdeckung von Spitzenlasten der Fernwärme. Einen Bericht zum Postulat 20.4709 Candinas (Auslegeordnung) hat das BFE für den Herbst 2023 in Aussicht gestellt, eine darauf aufbauende Wasserstoffstrategie (Motion 20.4406 Suter) im 2. Halbjahr 2024. Mehr dazu in Abschnitt 3.1 der Studie.

Welche Grundlagen bestehen in der EU?

Im Green-Deal verpflichtet sich die EU auf Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050. Die EU verfügt seit 2020 über eine Wasserstoffstrategie, bei der erneuerbarer Wasserstoff bei der raschen Dekarbonisierung eine wichtige Rolle spielt. Einerseits sollen Industrien, die bereits heute auf Wasserstoff angewiesen sind, künftig grünen Wasserstoff verwenden, und andererseits soll Wasserstoff beim kostengünstigen Ausgleich eines auf erneuerbaren Energieträgern beruhenden Stromversorgungssystems eine Rolle spielen. Dazu gehören die Verwendung von Überschussstrom und saisonale Speicherung. Ziel ist der ausschliessliche Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff bis 2050. Mittelfristig kann zur Überbrückung auch CO₂-armer Wasserstoff eingesetzt werden. Beim Markthochlauf spielen in der EU die grossen Nachfragezentren der Industrie eine wichtige Rolle, die bereits Wasserstoff als Grundstoff (nicht als Brennstoff) für die industrielle Produktion von Stahl, Düngemittel oder andere chemische Produkte nutzen. Dabei handelt es sich traditionell um «grauen» Wasserstoff, der unter Freisetzung von CO₂ mittels Dampfreformierung z. B. aus Erdgas hergestellt wird. Dieser kann durch «grünen» CO₂-neutralen Wasserstoff ersetzt werden, der durch Elektrolyse von Wasser mit CO₂-neutral erzeugtem Strom produziert wird. Mit «Fit für 55» und vor allem mit REPowerEU, das nach der russischen Invasion in die Ukraine aufgelegt wurde, hat die EU ihre Wasserstoffziele konkretisiert und auf einen Verbrauch von 20 Mio. t (Mt) bis 2030 festgelegt. Mit dem Green Deal Industrial Plan und Programmen wie der European Clean Hydrogen Alliance, dem Hydrogen Public Funding Compass und der Einrichtung der European Hydrogen Bank wurden in der EU Plattformen und Finanzierungsmöglichkeiten für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft geschaffen. Mehr dazu in Abschnitt 3.2 der Studie.

Welche bestehenden Regulierungen beeinflussen den Wasserstoffhochlauf?

Für grossflächige Wasserstoff-Anwendungen, -Produktion und -Transporte sind adäquate technische Spezifikationen und Sicherheitsvorschriften erforderlich, die in der Schweiz noch nicht vollständig zur Verfügung stehen. Dies beeinträchtigt den Hochlauf genauso wie langwierige Bewilligungsverfahren. Da Wasserstoff eine Sektorkopplungstechnologie ist, beeinflusst auch der Re-

gulierungsrahmen für Strom-, Gas und CO₂ den Wasserstoffhochlauf; zu erwähnen sind insbesondere die Massnahmen zur Internalisierung von CO₂-Kosten wie das Emissionshandelssystem und die CO₂-Abgabe, die Förderung für erneuerbaren Strom, Strom-Netznutzungsentgelte, die Abgeltung für Flexibilitäten, Unbundlingvorschriften und die in der Schweiz (fehlende) Gasmarktregulierung. Mehr dazu in Abschnitt 3.3 der Studie.

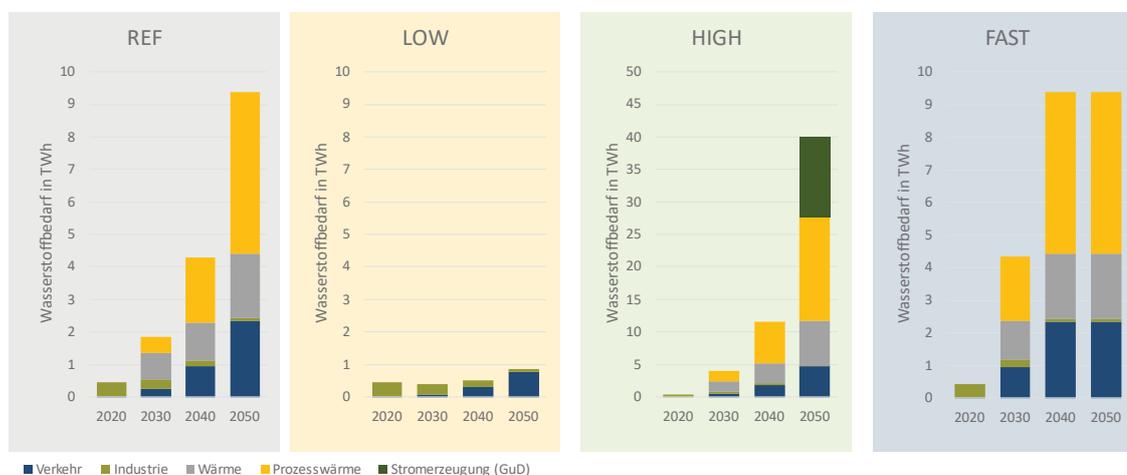
Q&A zu Kapitel 4 der Studie: Perspektiven für Wassertoff in der Schweiz

Welche Faktoren beeinflussen die Entwicklungen der Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz?

Angebot und Nachfrage werden sich auf Wasserstoff einstellen, wenn eine langfristige Perspektive für eine Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz besteht. Ein wesentlicher Einfluss geht davon aus, ob eine Schweizer Wasserstoffstrategie mit der Aussicht auf zukünftige Wasserstoffimporte vorliegt. Da in der Anfangsphase keine Importe über Leitungen möglich sind, ist für das Wasserstoffangebot in dieser Phase die Verfügbarkeit von (Überschuss-)Strom ein wesentlicher Faktor. In welchen Bereichen Wasserstoff in der Schweiz zukünftig genutzt wird, hängt auch davon ab, ob in der Schweiz Wasserstoffspeicher zur Verfügung stehen (inländische und/oder Zugriff auf ausländische). Speicherezugriffsmöglichkeiten begünstigen die Nutzung von Wasserstoff im Winter für die Rückverstromung und Spitzenlastabdeckung der Fernwärme und leisten so einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Der zukünftige Bedarf an Wasserstoff für die industriellen Prozesse hängt nicht nur vom Elektrifizierungsgrad, sondern auch von der Attraktivität der Schweiz als Industriestandort ab, die auch von den Energiepreisen und der -verfügbarkeit beeinflusst wird. Daneben werden die Entwicklungen der Wasserstoffwirtschaft von den Entwicklungen im Bereich von Technologien beeinflusst, die bei der Dekarbonisierung in Konkurrenz zu Wasserstoff stehen. Dazu gehören vor allem speicherbare Moleküle wie Wasserstoffderivate (synthetisches Methan, synthetische flüssige Brenn- und Treibstoffe), Biogas, alternative Technologien für saisonale Speicherung sowie Technologien zur CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon capture and storage, CCS).

Welche Entwicklungsszenarien sind für die Wasserstoff-Nachfrage denkbar?

Aufgrund der Unsicherheiten zur Entwicklung der einzelnen Einflussgrößen, bilden wir vier Entwicklungsszenarien für die Wasserstoffnachfrage ab. Die Szenarien beinhalten unter anderem Annahmen aus den Energieperspektiven 2050+ des BFE und der Energiezukunft 2050 des VSE. Im Referenzszenario gehen wir von einem mässigen Wasserstoffeinsatz aus. Eine geringere Nachfrage im Fall einer verstärkten Elektrifizierung bzw. Nutzung alternativer Energieträger in allen Nachfragesektoren ist im Low-Szenario abgebildet, in dem kein leitungsgebundener Wasserstofftransport in der Schweiz stattfindet. Das High-Szenario geht davon aus, dass Wasserstoff in allen Sektoren verstärkt eingesetzt und ausserdem für die Stromproduktion verwendet wird. Im Fast-Szenario werden die Mengen des Referenzszenarios des Jahres 2050 bereits 2040 erreicht. Bei der Entwicklung über die Zeit nehmen wir an, dass in der Übergangsphase Beimischungen ins Gasnetz denkbar sind, ab spätestens 2050 aber reine Wasserstoffnetze bestehen. Ob sich daneben Gasnetze mit Biogas und/oder synthetischem Methan etablieren und wie hoch vor 2050 der Beimischungsgrad in den einzelnen Gasnetzen ausfällt, bleibt in unserer Studie offen.

Abbildung 1 Prognostizierter Wasserstoffbedarf für die Schweiz 2030, 2040 und 2050

Quelle: Eigene Berechnungen unter anderem auf Basis der «Energieperspektiven 2050+» des BFE (inklusive «Exkurs Wasserstoff»), der «Energiezukunft 2050» des VSE sowie weiterer Studien des BFS und BFE.

In der Schweiz ist aktuell die Wasserstoffnachfrage anders strukturiert als in der EU: Wasserstoff wird im Gegensatz zur EU in der Schweiz ausser in der Raffinerie in Cressier kaum industriell genutzt. Aktuell wird der Wasserstoffhochlauf vor allem durch den Schwerverkehr getrieben. Im Vergleich zu dem übrigen Strassenverkehr spielt Wasserstoff hier in allen Szenarien eine grössere Rolle. Im Bereich Gebäudewärme wird Wasserstoff 2050 vor allem indirekt über Fernwärme verwendet und vereinzelt in energieplanerischen Mangelgebieten. Im Low-Szenario werden Gebäudewärme und Prozesswärme nicht durch Wasserstoff bereitgestellt. Neben einer starken Elektrifizierung und der Nutzung alternativer molekülbasierter Energieträger wie synthetischen Brennstoffen, ist in diesem Szenario eine zunehmende Deindustrialisierung denkbar. Für die Stromproduktion wird Wasserstoff im High-Szenario ab 2050 verwendet, um die Stromversorgung im Winter zu sichern. Mehr dazu in Abschnitt 4.2 der Studie.

Welche Perspektiven bestehen für das Wasserstoff-Angebot?

Das inländische Angebot von Wasserstoff ergibt sich grundsätzlich aus der Verfügbarkeit von Überschussstrom. Die Überschuss-Mengen wurden unter Berücksichtigung der EP2050+, der Energiezukunft 2050 des VSE, Analysen von Swissolar, Energie Schweiz sowie EMPA hergeleitet. Der Stromüberschuss liegt im Jahr 2050 im Durchschnitt dieser Quellen bei 7 TWh (Bandbreite 0 bis 19 TWh), was bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 72 % ein Potential für grünen Wasserstoff von 5 TWh ergibt. In allen verwendeten Quellen besteht ein Stromüberschuss in der Schweiz nur im Sommer, nicht aber im Winterhalbjahr. Mittelfristig werden je nach Nachfrageszenario Importe wichtig. Wie hoch der Importanteil tatsächlich sein wird, hängt neben der dazu notwendigen Infrastruktur, von den Bereitstellungskosten und den Präferenzen für inländischen und importierten Wasserstoff ab. Die Bereitstellungskosten werden hauptsächlich durch die Strombeschaffungskosten und die Benutzungsdauer der Elektrolyseure getrieben. Gemäss unseren Berechnungen und Annahmen wäre inländischer Wasserstoff 2030 bei einer Benutzungsdauer von 3'000 Stunden und Strompreisen von 6 Rp./kWh günstiger (4.88 Fr./kg) als importierter Wasserstoff (5.93 Fr./kg). 2050 liegen bei diesen Annahmen die Kosten für inländisch produzierten Wasserstoff mit 3.95 Fr./kg über den für 2050 angenommenen Importpreisen von 3.72 Fr./kg. Mehr dazu in Abschnitt 4.1 der Studie.

Q&A zu den Kapiteln 5, 6 und 7 der Studie: Rahmenbedingungen für Wasserstoff

Welche Rahmenbedingungen sind essenziell?

Die Akteure auf der Angebots- und Nachfrageseite werden Wasserstoff in ihre Überlegungen einbeziehen, wenn eine langfristige Perspektive für eine Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz besteht. Ein wesentlicher Einfluss geht also davon aus, ob eine Schweizer Wasserstoffstrategie in Aussicht stellt, zukünftig Wasserstoff über Leitungen zu importieren. Essenziell ist ausserdem die Schaffung von politischen und technischen Voraussetzungen, damit Wasserstoff standardisiert und zuverlässig angeboten und nachgefragt werden kann. Neben den (sicherheits-)technischen Aspekten und klare Bewilligungsverfahren gehört dazu auch ein System von Herkunftsnachweisen (HKN).

Marktzugangsregulierungen sollen so gestaltet werden, dass sie Sektor- und Wertschöpfungsstufen-übergreifende Geschäftsmodelle und eine (über-)regionale H₂-Netzplanung ermöglichen. Da für die zukünftige H₂-Nachfrage insbesondere grosse heutige Gaskunden in Frage kommen (Industrie, Fernwärme, Gas-und-Dampf-Komikraftwerke), sollte bei der Entwicklung der H₂-Leitungen und -Netze die Möglichkeit bestehen, die Planung integriert mit bestehenden Gasinfrastrukturen vorzunehmen. Dies kann erreicht werden, wenn Unbundling-Vorgaben nicht über das heute im Strombereich geltende Mass hinausgehen und auf eine Netzzugangsregulierung zumindest in der Hochlaufphase mit Leitungen und Inselnetzen verzichtet wird.

Grundvoraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff und anderen Technologien, die zur Dekarbonisierung beitragen, ist die Internalisierung von CO₂-Kosten. Das CO₂-Emissionshandelssystem (EHS) ist deshalb mindestens auf dem aktuellen Niveau beizubehalten und, wie vom Bundesrat vorgesehen, weiterhin mit der mit der EU abzustimmen und weiterzuentwickeln. Konkrete Fördermassnahmen wie Investitionshilfen und Bürgschaften halten wir nur im Bereich der Import- und Speicherinfrastrukturen für essenziell, damit trotz der aktuell bestehenden Unsicherheiten das zukünftige H₂-Importpotential grossflächig via Leitungen zur Erreichung des Netto-Null-Ziels bis 2050 genutzt werden kann. Mehr dazu in Abschnitt 6.1 der Studie.

Welche Rahmenbedingungen sollten je nach politischem Richtungsentscheid unterschiedlich gestaltet werden?

Je nach politischer Zielsetzung ergeben sich Argumente, CO₂-neutrale Energien wie grünen Wasserstoff aktiv zu fördern oder den Einsatz durch eine möglichst sektorübergreifende CO₂-Bepreisung mit Emissionshandel zu beanreizen. Mehr dazu in den Abschnitten 6.2 und 6.33.2 der Studie.

Steht das **Wirtschaftlichkeitsziel** im Mittelpunkt, ist der möglichst einheitlichen CO₂-Bepreisung Vorzug zu geben, die über das heute geplante Ausmass hinausgeht. Wenn der CO₂-Preis höher ist als die Kosten der Vermeidungstechnologie, investieren die Akteure selbständig gemäss Stand der Technik in Dekarbonisierungstechnologien (Lenkungswirkung). In einem solchen System können Unsicherheiten der Marktakteure über den Preisverlauf durch sogenannte Carbon Contracts for Differences (CCfD) reduziert werden. Dabei werden Fördermittel eingesetzt, um Differenzen zwischen dem CO₂-Preis und der Vermeidungstechnologie auszugleichen. Die CCfD sollten technologieneutral ausgestaltet werden. Ergänzende Förderinstrumente spezifisch für Wasserstoffangebot oder -nachfrage sind bei dieser Zielsetzung nur dann erforderlich, wenn bereits einzelne andere Technologien gefördert werden und durch die Wasserstoffförderung das

Förderregime insgesamt technologieneutral ausgestaltet ist. Je mehr Sektoren der CO₂-Bepreisung unterliegen, umso weniger können ergänzende Förderinstrumente begründet werden.

Wird **Versorgungssicherheit im Sinne strategischer Diversifikation** der Energieträger und -bezugsländer angestrebt, können einzelne Energieträger wie Wasserstoff gezielt gefördert werden, um einen festzulegenden Energie- und Ländermix zu erreichen. Die Fördermassnahmen können als Investitionshilfen bei der Bereitstellung von Wasserstoff, aber auch auf der Nachfrageseite ansetzen. Um die Kosten tragbar zu halten, ist auch in einem solchen Szenario das EHS wie geplant weiterzuentwickeln. Bei der konkreten H₂-Förderung sollten, sobald vorhanden, Marktinformationen in die Förderinstrumente einfließen, wie (zweiseitige) Auktionen.

Das gleiche gilt, wenn das Netto-Null-Ziel vor 2050 erreicht werden soll, also das Ziel einer höheren **Geschwindigkeit** bei der Dekarbonisierung verfolgt wird. Hierfür wäre kurzfristig eine noch stärkere Nutzung aktiver Fördermassnahmen, nicht nur für Wasserstoff, erforderlich. Wasserstoff wäre aber aufgrund des Beitrags zur Energieversorgung im Winter nach heutigem Entwicklungsstand bei der Förderung zu berücksichtigen. Langfristig wäre bei einer solchen Zielsetzung die Weiterentwicklung der CO₂-Bepreisung mit EHS anzustreben.

Wie relevant sind die einzelnen Teilbereiche des Regulierungsrahmens?

Die Instrumente des Regulierungsrahmens haben wir in vier Teilbereichen zusammengefasst, deren Relevanz der folgenden Reihenfolge entspricht:

- Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt
- Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)
- Internalisierung von CO₂-Kosten
- H₂-Förderung

Unabdingbar sind verlässliche Rahmenbedingungen. Grundelement dafür ist eine Wasserstoffstrategie, die eine Aussicht auf die geplanten Regulierungsschritte gibt und ein Monitoring, das die Entwicklungen verfolgt. Ausserdem sind für die Etablierung eines Wasserstoffmarktes adäquate technische Regeln erforderlich sowie die Handelbarkeit von Wasserstoff mittels Herkunftsnachweisen (HKN), klare Bewilligungsverfahren beim Bau von Anlagen und politische Aktivitäten für die Integration in den Europäischen Hydrogen Backbone.

Marktzugangsregulierungen beeinflussen direkt die Geschäftsmodelle und Kosten der Marktteilnehmer. Sie können Hindernisse für den Markthochlauf darstellen oder dazu beitragen, Hindernisse zu vermeiden und sind deshalb zentral für den Hochlauf eines Wasserstoffmarktes. Da Wasserstoff eine Sektorkopplungstechnologie ist, ist hierbei ein übergreifender Blick über die Regulierungen der Energieträger einzunehmen.

Wichtig für die richtigen Preissignale und damit für eine effiziente Entwicklung der Märkte sind Massnahmen zur Internalisierung von CO₂-Kosten. Nur wenn die Endverbraucher von Energien, die nicht CO₂-neutral sind, die CO₂-Kosten dieser Energien tragen, werden CO₂-neutrale Energien wie grüner Wasserstoff konkurrenzfähig.

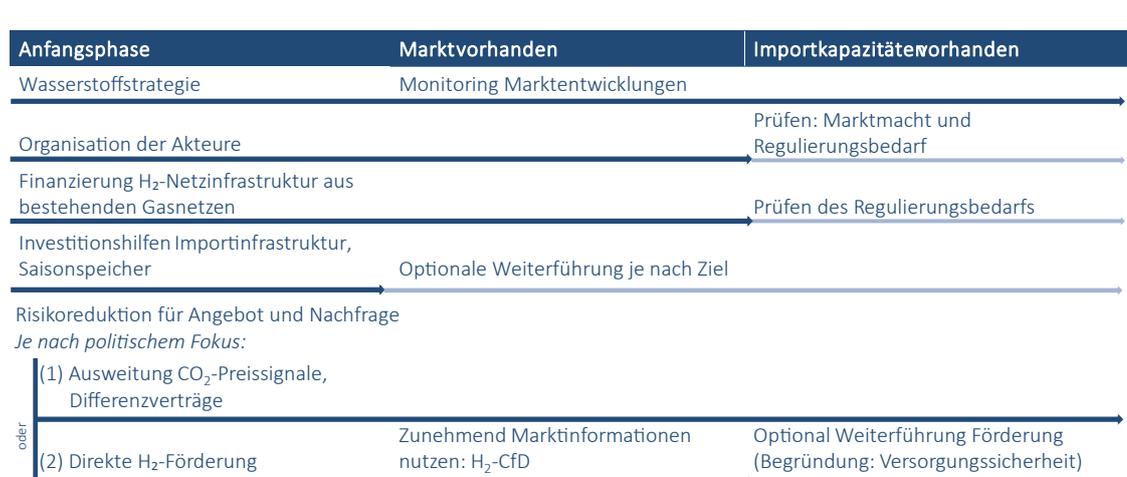
Konkrete Fördermassnahmen des Wasserstoffangebots und der -nachfrage können den Markthochlauf beschleunigen bzw. einen bestimmten Energiemix beanreizen. Sie alleine können den Markthochlauf jedoch nicht tragen, wenn sich aus den übrigen Teilbereichen Hindernisse für den Markthochlauf ergeben. Direkte Förderung mittels Investitionshilfen oder Bürgschaften sind aus heutiger Sicht vor allem im Bereich der Import- und Speicherinfrastrukturen angezeigt. Aufgrund

der zeitlichen Dimension – das Netto-Null-Ziel soll bis 2050 erreicht werden – und der heute bestehenden Unsicherheiten bei der Entwicklung des Wasserstoffmarktes sind Investitionshilfen und Bürgschaften für Speicher und Importinfrastrukturen erforderlich, um zukünftig Wasserstoff als Element der Energieversorgung nutzbar machen zu können. Wenn die übrigen Rahmenbedingungen stimmen, ist auf den weiteren Wertschöpfungsstufen eine Finanzierung durch private oder öffentliche Investoren auf Projektbasis denkbar.

Welche Rahmenbedingungen sind in welcher Phase des Markthochlaufs von Bedeutung?

Zentrales Problem bei der Etablierung eines Wasserstoffmarktes ist die Notwendigkeit, Angebot und Nachfrage unter zeitlichem Druck gleichzeitig zu skalieren. Dafür sind insbesondere in der Anfangsphase notwendige Grundlagen zu schaffen und wichtige Grundsatzentscheide zu treffen (vgl. Abbildung 2): Wichtig ist, Unsicherheiten für die Marktakteure soweit wie möglich zu reduzieren, und die Ressourcen und Dynamik der Marktakteure für den Hochlauf zu nutzen. Dies erfordert einerseits eine Schweizer Wasserstoffstrategie und andererseits Freiraum für die bestehenden und neuen Akteure im Wasserstoffmarkt, sich zu organisieren. Dazu zählt auch die Möglichkeit, Wasserstoffnetze und Gasnetze zusammen zu planen und zu finanzieren. Wenn Importkapazitäten vorhanden sind, kann geprüft werden, ob dieser Freiraum beibehalten werden kann, oder Regulierungen zur Verhinderung des Missbrauchs von Marktmacht und Verstärkung des Wettbewerbs erforderlich sind. Ein Monitoring der Marktentwicklungen hilft dabei. Investitionshilfen zur Stützung des Aufbaus einer Importinfrastruktur und etwaiger Speicher sind in der Anfangsphase relevant, um die in dieser Phase noch grossen Unsicherheiten abzufedern. Generell sollten die optional einsetzbaren (Förder-)instrumente zur Risikoreduktion von Angebot- und/oder Nachfrage an Marktinformationen gekoppelt werden, sobald diese abrufbar sind. Sobald Importkapazitäten vorhanden sind, ist zu entscheiden, ob sich Förderungen mit politischen Zielen wie Diversifikation in der Energieversorgung (strategische Aspekte der Versorgungssicherheit) begründen lassen.

Abbildung 2 Rahmenbedingungen in den Phasen des Markthochlauf



Quelle: Eigene Darstellung.

Welche Rahmenbedingungen sind für die einzelnen Wertschöpfungsstufen relevant?

Eine Herausforderung beim Markthochlauf des Wasserstoffs ist das «Henne-Ei-Problem», d. h. ein simultaner Hochlauf aller Wertschöpfungsstufen, vom Angebot über Transport und Speicherung bis zur Nachfrage. Es bestehen Unsicherheiten technischer und kommerzieller Art. Wichtig sind daher Rahmenbedingungen, die dazu beitragen die Risiken auf allen Wertschöpfungsstufen und damit die Finanzierungskosten zu reduzieren und die Organisation und Zusammenarbeit der Marktakteure in der Hochlaufphase zu ermöglichen. Dazu gehören einerseits politische Signale für den Markthochlauf (Wasserstoffstrategie) und verbindliche international abgestimmte technische Standards. Andererseits gehören dazu Marktzugangsregulierungen, die Sektor- und Wertschöpfungsstufen-übergreifende Geschäftsmodelle ermöglichen, was auch die Möglichkeit von Langfristverträgen über die Wertschöpfungsstufen hinweg beinhaltet.

Eine wichtige Rolle für Produktion und Verbrauch spielen Instrumente zur Internalisierung von externen CO₂-Kosten, da sie die Wettbewerbsfähigkeit aller Technologien zur CO₂-Vermeidung und -Reduktion beeinflussen. Verträge zwischen Angebot und Nachfrage mit oder ohne staatlichen Ausgleich von Preisdifferenzen betreffen ebenfalls direkt beide Marktseiten und können optional zur Reduktion von Risiken eingesetzt werden. Dies gilt auch für konkrete Förderungen wie Investitionshilfen oder Bürgschaften, die als essenziell für Import- und Speicherinfrastrukturen gesehen werden. Da grüner Wasserstoff aus erneuerbarem Strom hergestellt wird, begünstigen eine (Teil-)Befreiung von Netznutzungsentgelten und die Möglichkeiten zur Abgeltung von Flexibilitäten für Elektrolyseure bzw. Speicher die Angebotsseite. Auf der Stufe des Transports und der Verteilung in der Schweiz können während der Aufbauphase Finanzierungsmöglichkeiten durch die Gasnetze genutzt werden, wenn dafür die Marktzugangsregulierung entsprechend gestaltet wird. Dies beinhaltet, unterschiedliche Umstellungsgeschwindigkeiten der Leitungen auf Wasserstoff in Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten zuzulassen und auch die Möglichkeit, Netztarife im Zeitablauf zu glätten, wenn dies zur kundenverträglichen Umstellung beiträgt.

1 Einleitung

In Europa haben die Arbeiten zum Markthochlauf von Wasserstoff Fahrt aufgenommen. In der Schweiz entwickelt das Bundesamt für Energie (BFE) eine Wasserstoffstrategie. Gleichzeitig laufen auf allen Wertschöpfungsstufen Arbeiten zur Entwicklung neuer Wasserstoff-Technologien und deren Zusammenspiel. An diesen meist projektbasierten Entwicklungsarbeiten sind Energieversorgungsunternehmen, Forschungsinstitute und die Privatwirtschaft beteiligt. Je weiter die technische Reife auf den Wertschöpfungsstufen voranschreitet, umso wichtiger wird die Frage, unter welchen Bedingungen Geschäftsmodelle im Bereich Wasserstoff erfolgversprechend sind.

Ziel des Studienprojekts ist es, die Rahmenbedingungen für Geschäftsmodelle im Bereich Wasserstoff zu untersuchen, sinnvolle Instrumente eines Regulierungs- und Förderrahmens zu identifizieren und Hinweise zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für Wasserstoff im Zeitverlauf zu geben. Das Studienprojekt gliedert sich in zwei Teile. Im ersten Teil wird ausgehend von den aktuellen Rahmenbedingungen im Schweizer Energiesektor sowie möglichen Entwicklungsszenarien des Schweizer Wasserstoffmarktes Varianten eines Regulierungs- und Förderrahmens entwickelt. Im zweiten Teil wird die Relevanz dieser Rahmenbedingungen anhand von Projekten gespiegelt.

In dem hier vorliegenden ersten Teil des Studienprojekts werden zunächst die grundlegenden, in der Studie verwendeten Begriffe der Wasserstoffwirtschaft erläutert (Kapitel 2). Die energiepolitische und regulatorische Ausgangslage für die Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz wird in Kapitel 3 dargestellt, wobei immer auch ein Blick auf die Diskussionen in der EU geworfen wird. Diese Grundlagen fließen in die Herleitung von Marktentwicklungsszenarien in Kapitel 4 ein. Der sich daraus ergebende Handlungsbedarf wird wiederum bei der Identifikation der möglichen Regulierungs- und Förderinstrumente in Kapitel 5 verwendet. In Kapitel 6 werden diese Instrumente zu Varianten von Regulierungs- und Förderrahmen mit verschiedenen politischen Grundausrichtungen zusammengefügt. Im abschliessenden Kapitel 7 fassen wir zusammen, wo die Schweiz bezüglich der anzugehenden Massnahmen steht und welche Massnahmen in welchen Phasen des Markthochlaufs relevant sind.

2 Grundlegendes zur Wasserstoffwirtschaft

Wasserstoff wird als relevanter Baustein für die Energieversorgung, vor allem mit Blick auf das Winter gehandelt (vgl. Abschnitt 2.1). Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit den Rahmenbedingungen für Wasserstoff auf allen Wertschöpfungsstufen (vgl. Abschnitt 2.1). Da Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen soll, steht im Fokus unserer Betrachtung grüner Wasserstoff. Die in der EU geführten Diskussionen und Definitionen zur Abgrenzung der Wasserstoffqualitäten sind Gegenstand von Abschnitt 2.3. In Abschnitt 2.4 grenzen wir Wasserstoff von anderen erneuerbaren Gasen ab, die nicht Gegenstand dieser Studie sind.

2.1 Beitrag von Wasserstoff zur Energieversorgung

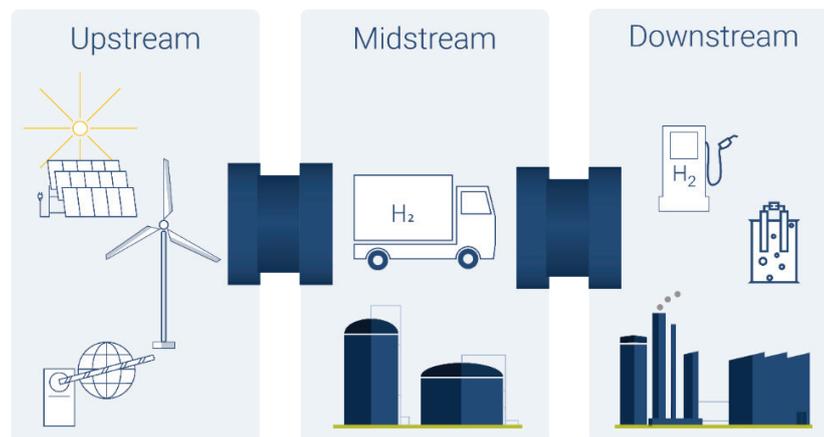
Aufgrund ihrer geographischen Lage verbraucht die Schweiz im Winter mehr Energie, als sie selbst produzieren kann. Bereits heute ist die Schweiz im Winter eine Nettoimporteurin und im Sommer eine Nettoexporteurin von Strom. Die Winterstromlücke wird also durch Importe gedeckt und der Überschussstrom im Sommer wird exportiert. Künftig steigt der Strombedarf aufgrund der Elektrifizierung weiterer Anwendungen, insbesondere in der Mobilität durch E-Autos

und im Raumwärme- und Warmwasserbereich durch Wärmepumpen. Obwohl durch die zunehmende Elektrifizierung der Gesamtenergiebedarf der Schweiz dank Effizienzgewinnen sinkt, und dies bei einer wachsenden Bevölkerung, steigt der Strombedarf. Andererseits fallen längerfristig in der Schweiz aber auch bedeutende Energieproduktionsanlagen weg, nämlich die Kernkraftwerke. Daher muss die erneuerbare Stromproduktion in der Schweiz stark ausgebaut werden. Das mit Abstand grösste Ausbaupotential wird in der Photovoltaik gesehen, welche jedoch insbesondere in den sonnenreichen Monaten viel Strom produziert. Alpine Solaranlagen könnten auch im Winter bedeutende Strommengen produzieren, deren Realisierung gestaltet sich jedoch als schwierig. Aufgrund dieser Entwicklungen wird die Winterstromlücke tendenziell zunehmen sowie auch der Überschussstrom im Sommer. Die Möglichkeiten künftiger Stromimporte und -exporte sind aufgrund des bis jetzt fehlenden Stromabkommen mit der EU ungewiss. Im Winter besteht Bedarf an Raumwärme, die zukünftig nicht nur vermehrt durch Wärmepumpen, sondern auch Fernwärme bereitgestellt wird, die bereits heute im Winter auf Energie zur Spitzenlastabdeckung angewiesen ist. Bei der Dekarbonisierung der Industrie ist die Elektrifizierung aus heutiger nicht für alle Prozesse geeignet. Aus heutiger Sicht sind Moleküle erforderlich, um diese potentielle Lücke in der zukünftigen Energieversorgung zu schliessen. Grüner Wasserstoff wird aktuell als vielversprechendes erneuerbares Molekül gehandelt (IRENA, 2022).¹ Wasserstoff kann nicht nur in der Energieversorgung eingesetzt werden, sondern ist auch Rohstoff für industrielle Prozesse

2.2 Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft

Die Regulierungs- und Förderinstrumente und damit die Rahmenbedingungen für Wasserstoff, können an verschiedenen Stellen der Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft ansetzen. Abbildung 3 veranschaulicht die einzelnen Wertschöpfungsstufen und ihre Bezeichnungen.

Abbildung 3 Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft



Zur Wertschöpfungsstufe Upstream gehören die inländische Produktion sowie die Importe. Transport über Leitungen oder Container sowie Speicherung gehören zum Midstream-Bereich. Der Downstream-Bereich betrifft die Verwendung von Wasserstoff. Der Upstream- und Midstream-Bereich gehört zur Angebotsseite des Marktes. Die Nachfrageseite entspricht dem Downstream-Bereich.

Quelle: Worm et al. (2022).

¹ Daneben besteht die Möglichkeit zur Nutzung synthetischer gasförmiger oder flüssiger Brennstoffe, die auf der Basis von Wasserstoff hergestellt werden können (Renewable fuels of non biological origin, RFNBO). Aufgrund der höheren Umwandlungsverluste werden sie aktuell nicht gleichermassen als grossflächige Lösung gehandelt.

2.3 Wasserstoff-Qualitäten

Die EU unterscheidet in ihrer Wasserstoffstrategie (Europäische Kommission, 2020) folgende ökologischen Wasserstoffqualitäten:

- Grüner oder erneuerbarer Wasserstoff bezeichnet Wasserstoff, der durch Elektrolyse von Wasser (in einem elektrisch betriebenen Elektrolyseur) und mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Die durch die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff über den gesamten Lebenszyklus verursachten Treibhausgasemissionen tendieren gegen null. Erneuerbarer Wasserstoff kann auch durch Reformierung von Biogas (anstelle von Erdgas) oder biochemische Umwandlung von Biomasse erzeugt werden, sofern die Nachhaltigkeitsanforderungen eingehalten werden.

Die Europäische Kommission (2023b) hat am 13.02.2023 den Delegierten Rechtsakt (formal) vorgelegt, der die Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff festlegt. Somit kann der grüne Wasserstoff auf die Ziele der EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED-II) angerechnet werden. Zunächst gilt dies nur für die Verkehrsziele. Um den Wasserstoff als grün zu bezeichnen, darf der eingesetzte Strom im Elektrolyseur ausschliesslich aus erneuerbarer Produktion stammen. Beim Strombezug aus dem Netz müssen folgende Kriterien kumulativ erfüllt werden²:

1. Zusätzlichkeit in Bezug auf erneuerbare Energieerzeugung³
 2. Zeitliche Korrelation zwischen dem Strombezug des Elektrolyseurs und der erneuerbaren Stromerzeugung
 3. Räumliche Korrelation zwischen dem Strombezug des Elektrolyseurs und der erneuerbaren Stromerzeugung
 4. Grünstromkriterien
- Grauer oder fossiler Wasserstoff entsteht durch verschiedene Verfahren, bei denen fossile Brennstoffe, insbesondere Erdgasreformierung und Kohlevergasung, eingesetzt werden. Der grösste Teil des heute erzeugten Wasserstoffs ist fossiler Wasserstoff. Die durch die Erzeugung von fossilem Wasserstoff verursachten Treibhausgasemissionen über den Lebenszyklus hinweg sind beträchtlich.
 - Blauer oder fossiler Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung bezeichnet fossilen Wasserstoff, bei dem die bei der Wasserstofferzeugung ausgestossenen Treibhausgase abgeschieden werden. Die Treibhausgasemissionen, die bei der Erzeugung von fossilem Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung oder mit Pyrolyse entstehen, sind niedriger als bei anderem Wasserstoff auf Grundlage fossiler Brennstoffe. Allerdings muss die unterschiedliche Effektivität bei der Abscheidung von Treibhausgasen (maximal 90 %) berücksichtigt werden.

In dieser Studie verwenden wir meist den Begriff Wasserstoff, ohne die ökologische Qualität im Begriff zu spezifizieren. Gemeint ist qualitativ hochwertiger Wasserstoff im Sinne von grünem bzw. erneuerbarem Wasserstoff.

² Die Festlegung der Grünstromkriterien ist Voraussetzung für Investitionssicherheit und den schnellen Markthochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft (siehe BMUV, 2023).

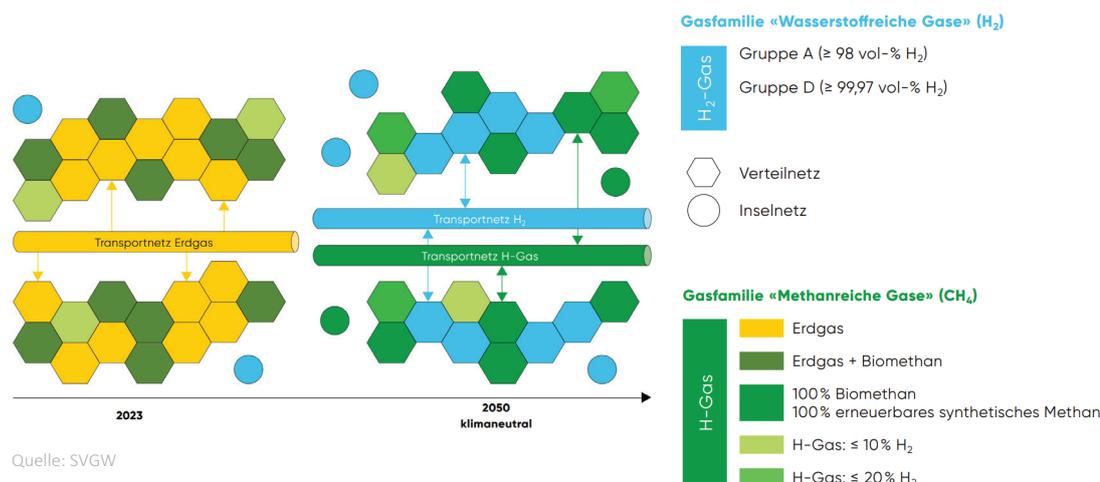
³ Die Produktionsanlage von erneuerbarem Strom muss neu sein.

2.4 Wasserstoff als erneuerbares Gas in dieser Studie

Diese Studie beschäftigt sich ausschliesslich mit Wasserstoff und nicht mit anderen erneuerbaren Gasen, wie erneuerbarem Methan. Synthetische Brenn- und Treibstoffe, die z. T. auch aus Wasserstoff hergestellt werden können, werden ebenfalls nicht betrachtet.

Die Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff beschränkt sich 2023 in der Schweiz vor allem auf den Mobilitätssektor. Bei der Dekarbonisierung der Gasversorgung ist heute vor allem Biogas im Einsatz, das chemisch gleich mit Erdgas ist.⁴ Die Entwicklungen von Technologien zur Herstellung von synthetischem Methan, z. B. auch aus Wasserstoff, mit nachträglicher CO₂-Abscheidung, werden genauso vorangetrieben wie die Entwicklungen von Transport- und Speichertechnologien für Wasserstoff. Für Biogas besteht ein Potenzial für die zukünftige Energieversorgung (Guidehouse, 2022). Die Entscheidung, ob für die zukünftig verbleibenden Gasanwendungen Wasserstoff oder synthetisches Methan/Biogas eingesetzt wird, ist 2023 offen und auch von zukünftigen (regionalen) Verfügbarkeiten und Kundenstrukturen abhängig. Abbildung 4 zeigt, welche Gase zukünftig in den Gasnetzen transportiert und durch die jeweils angeschlossenen Kunden verwendet werden können.

Abbildung 4 Entwicklungsperspektiven für Gasnetze mit und ohne Wasserstoff



Um das Netto-Null-Ziel zu erreichen, bestehen für Gasnetzbetreiber unterschiedliche Wege. 2050 werden in den verbleibenden Gasnetzinfrastrukturen nur noch erneuerbare Gase transportiert werden. Ob es sich dabei um Methan oder Wasserstoff handelt, ist von den Verteilnetzbetreibern zu entscheiden. Eine Beimischung von mehr als 20 % Wasserstoff in ein Methanetz ist aus heutiger Sicht technisch nicht sinnvoll.

Quelle: SVGW-Richtlinie G18 d, Darstellung aus Gazette 1/2023.⁵

In der Studie wird darauf verzichtet, Annahmen zur Aufteilung von erneuerbarem Methan und Wasserstoff zu treffen. Stark vereinfachend wird unterstellt, dass in den Szenarien ab dem Jahr

⁴ 2021 wurden in der Schweiz im Gasnetz 365 GWh Biogas produziert und genutzt. Dazu kommen 1'830 GWh importiertes Biogas europäischer Herkunft. Dies entspricht ca. 5.8 % des Gasabsatzes, der 2021 bei rund 37.7 TWh lag (siehe VSG, 2023). 2022 lag der Anteil erneuerbarer Gase im Schweizer Gasnetz bei 7.7 % (inländische Produktion bei 476 GWh). https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/medienmitteilung/2023/20230307-MM-erneuerbare_Gase_2022-de.pdf

⁵ Verfügbar unter https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-Gazette/2023/Gazette-2023-01-DE.pdf, zuletzt eingesehen am 4.8.2023.

2050 der gesamte zukünftige Gasabsatz aus Wasserstoff besteht (vgl. Kapitel 4.2). Da die Nachfrageszenarien in der Studie mögliche Bandbreiten aufzeigen, beeinflusst dies nicht die Folgerungen für den Regulierungsrahmen.

Bei weiterführenden Analysen zur konkreten Umsetzung eines Regulierungsrahmens, wären Wasserstoff und andere erneuerbare Gase zu berücksichtigen, um technologie neutrale Regulierungen zu ermöglichen.

3 Energiepolitische Ziele und regulatorische Ausgangslage

Um Varianten eines Regulierungs- und Förderrahmens für Wasserstoff in der Schweiz zu entwickeln, ist die diesbezügliche Ausgangslage zu berücksichtigen. Zur Ausgangslage gehören einerseits die energiepolitischen Ziele (Abschnitt 3.1) und andererseits die bereits bestehenden regulatorischen Grundlagen (Abschnitt 3.3), die einen Einfluss auf die Rahmenbedingungen für Wasserstoff haben. Da die EU bereits über eine Wasserstoffstrategie verfügt und dort bereits Rahmenbedingungen bestehen bzw. seit längerem diskutiert werden, wird der Blick jeweils auch auf den Stand in der EU gerichtet (Abschnitt 3.2 und Einschübe in Abschnitt 3.3).

3.1 Energiepolitische Ziele der Schweiz

Die Schweiz möchte bis 2050 die CO₂-Emissionen auf netto null reduzieren (Abschnitt 3.1.1). Dazu hat sie Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und für die Steigerung der Energieeffizienz gesetzt (Abschnitt 3.1.2). Eine Wasserstoffstrategie ist in den Energieperspektiven des Bundes noch nicht enthalten (Abschnitt 3.1.3).

3.1.1 Klimaziel «Netto Null» bis 2050

Das Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) wurde am 18. Juni 2023 durch 59 % der Stimmbewölkerung angenommen. Durch die Annahme des Gesetzes wurde das Ziel Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 in der Bundesverfassung verankert (Art. 74a rev. BV aufgrund des Gegenentwurfs zur Gletscherinitiative). Ein CO₂-Emissionsrückgang von 75 % gegenüber 1990 soll gemäss KIG bis 2040 erreicht werden (Art. 3 rev. KIG⁶, Stand 30. Sept. 2022). Dabei sind folgende sektorspezifischen Zwischenziele bis 2040 vorgesehen: Gebäude -82 %, Verkehr -57 %, Industrie -50 %.

Andere Gebietskörperschaften haben sich bereits ambitioniertere Netto-Null-Ziele gesetzt. So will der Kanton Basel-Stadt bis 2037 klimaneutral werden und der Kanton Zürich bis 2040.

Das schweizweite Ziel von Netto-Null-Emissionen kann nicht nur über die CO₂-Vermeidung erreicht werden. Längerfristig sind sowohl CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) als auch Negativemissionen erforderlich. Gemäss dem Szenario Zero-Basis der Energieperspektiven 2050+ des BFE müssen 2050 rund 5 Mt CO₂-eq bei Punktquellen durch CCS reduziert werden und rund 7 Mt CO₂-eq Restemissionen durch Negativemissionen ausgeglichen werden (BFE, 2021).

⁶ Siehe <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/2403/de>, eingesehen am 6.12.2022.

3.1.2 Ausbau- und Energieeffizienzziele

Die im bundesrätlichen Entwurf des EnG festgesetzten Ausbauziele für Elektrizität aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft von 17 TWh bis 2035 und 39 TWh bis 2050 hat der Ständerat in der Herbstsession 2022 markant hochgesetzt, während die Ausbauziele bei der Wasserkraft nur leicht angehoben wurden, vgl. Tabelle 2. Der Bundesrat soll für einzelne Technologien alle 5 Jahre Zwischenziele festlegen. Diese Zielwerte wurden vom Nationalrat in der Frühlingsession 2023 bestätigt.⁷

Tabelle 2 Ausbauziele für erneuerbare Energien

Zielwerte	EE exkl. Wasserkraft	Wasserkraft
2035	35 TWh	37.9 TWh
2050	45 TWh	39.2 TWh

Die minimalen Produktionsziele von Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 rev. EnG, Beschluss Ständerat und Nationalrat.

Quelle: Eigene Darstellung des Art. 2 rev. EnG, Beschluss Ständerat und Nationalrat.

Der Bundesrat hat in seiner Entwurfsanpassung des EnG die Energieeffizienzziele bis 2035 aus dem geltenden Recht übernommen und um Ziele bis 2050 erweitert. Der Ständerat sowie der Nationalrat haben diese Ziele unverändert übernommen, vgl. Tabelle 3.

Tabelle 3 Energieverbrauchsziele pro Kopf gegenüber dem Jahr 2000

Verbrauchsziele	Energieverbrauch	Elektrizitätsverbrauch
2035	-43 %	-13 %
2050	-53 %	-5 %

Verbrauchsziele gemäss Art. 3 rev. EnG, Beschluss Ständerat und Nationalrat.

Quelle: Eigene Darstellung des Art. 3 rev. EnG, Beschluss Ständerat und Nationalrat.

3.1.3 Energieperspektiven des Bundes und Arbeiten zur Schweizer Wasserstoffstrategie

Die Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) des BFE (2020) zeigen mögliche Szenarien der Energieversorgung zur Erreichung des Netto-Null-Ziels. Der Ende 2022 veröffentlichte Wasserstoffexkurs zu den EP2050+ enthält Hintergründe zum Wasserstoffeinsatz in verschiedenen Szenarien (BFE, 2022a). Aus der Tabelle auf Seite 18 des Wasserstoffexkurses geht hervor, dass viele Annahmen aus dem Jahr 2017 stammen. Zudem wird mit relativ hohen Transportkosten zwischen 2-5 Rp/kWh gerechnet, da von einem H₂-Transport per Trailer ausgegangen wird.⁸

⁷ Die Entwicklung der Gesetzesänderung ist nachvollziehbar unter https://www.parlament.ch/centers/e-parl/curia/2021/20210047/N22_%20D.pdf, eingesehen am 25.5.2023.

⁸ Verwiesen wird auf den «Hydrogen Economic Outlook» von BloombergNEV (2020, S. 4). Hier wurde ein CHF/€ Wechselkurs von 1:1 angenommen.

Im Herbst 2022 hat das BFE erste «Thesen zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung» formuliert (BFE, 2022b). Im Gegensatz zur EU und deren Mitgliedsländern soll in der Schweiz erst in der zweiten Hälfte 2024 eine Wasserstoffstrategie vorliegen (als Antwort auf die Motion 20.4406 Suter). Vorab wird im Herbst 2023 über eine Wasserstoffroadmap (Bericht zum Postulat 20.4709 Candinas im Sinn einer Auslegeordnung) erwartet.⁹

Am 19. Januar 2023 hat das BFE die Wärmestrategie 2050 veröffentlicht (BFE, 2023). Sie sieht vor, dass erneuerbare (synthetische oder biogene) Gase und Brennstoffe, darunter Wasserstoff, vor allem für die Bereitstellung von Prozesswärme und zur Spitzenlastabdeckung für die Fernwärme zum Einsatz kommen sollen. Im individuellen Komfortwärmebereich will das BFE auf solche Energieträger möglichst verzichten, wie auch bereits im Thesenpapier (BFE, 2022) festgehalten. Der Wärmebedarf von industriellen Prozessen soll nach Möglichkeit durch Umweltwärme für Temperaturen bis 200 Grad Celsius gedeckt werden. Für Prozesse mit höheren Temperaturen kommt die direkte Elektrifizierung oder der Einsatz erneuerbarer Brennstoffe in Frage.

Damit die Wasserstoffstrategie zukunftsweisend ist, sollten Grundannahmen der Energieperspektiven 2050+ hinterfragt und aktualisiert werden. Dies betrifft beispielsweise die Ausbaupfade erneuerbarer Energien, Stromimporte im Winterhalbjahr, welche netto bis 2050 von 5 TWh auf maximal 15 TWh steigen, aber auch die Annahme, dass importierter Wasserstoff 2050 mit 6.30 CHF/kg teurer ist als Wasserstoff aus der Schweiz mit 6 CHF/kg.

3.2 Wasserstoff in den energiepolitischen Zielen der EU

2020 hat die EU ihre Wasserstoffstrategie veröffentlicht (Abschnitt 3.2.1). Seitdem hat die EU konkrete Programme auf den Weg gebracht: Fit für 55 (Abschnitt 3.2.2) und mit REPowerEU nach dem russischen Angriff der Ukraine (Abschnitt 3.2.3) sowie dem Green Deal Industrial Plan (Abschnitt 3.2.4) die Dekarbonisierung der Energieversorgung weiter beschleunigt und Programme zur Umsetzung der Strategie eingeführt (Abschnitt 3.2.5).

3.2.1 Wasserstoffstrategie der EU

Die EU-Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2020 enthält eine Vision für die Schaffung eines europäischen Wasserstoff-Ökosystems. Diese reicht von Forschung und Innovation über den Ausbau von Produktion und Infrastruktur bis hin zu einer internationalen Dimension (Europäische Kommission, 2023d). Die EU hat einen Fahrplan für den Weg hin zu diesem Wasserstoffökosystem in Europa bis 2050 entwickelt. Dieser Fahrplan priorisiert die Entwicklung von erneuerbarem Wasserstoff, der durch Elektrolyse von Wasser (in einem elektrisch betriebenen Elektrolyseur) und mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Zur Überbrückung müssen kurz- und mittelfristig auch andere CO₂-arme Wasserstoffe eingesetzt werden. Der Fahrplan der EU umfasst 3 Phasen:

- Phase 1: 2020-2024: Es soll eine Elektrolyseleistung von mindestens 6 GW installiert werden, die bis zu 1 Mt erneuerbaren Wasserstoff produzieren kann. Die Herstellung von grossen Elektrolyseuren bis 100 MW soll ausgebaut werden. Ausserdem sollen Elektrolyseure insbesondere in der Nähe von grossen Nachfragezentren (Raffinerien, Stahlwerken, Chemieparcs)

⁹ <https://magazin.nzz.ch/nzz-am-sonntag/wirtschaft/die-schweiz-verliert-den-anschluss-beim-wasserstoff-ld.1733246?reduced=true>.

installiert werden. Zusätzlich soll die Entwicklung von Bussen und Lastkraftwagen mit Wasserstoffantrieb vorangetrieben werden. Weiteres Ziel der Phase 1 ist es, einen Rechtsrahmen für einen liquiden und gut funktionierenden Wasserstoffmarkt zu schaffen.

- Phase 2: 2025-2030: Wasserstoff soll ein wesentlicher Bestandteil des integrierten Energiesystems sein. Es soll eine Elektrolyseleistung von mindestens 40 GW installiert werden, die bis zu 10 Mt Wasserstoff erzeugt. Die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff soll in Phase 2 im Vergleich zu anderen Wasserstoffarten konkurrenzfähig werden. Erneuerbarer Wasserstoff spielt eine Rolle beim Ausgleich eines auf erneuerbaren Energieträgern beruhenden Stromversorgungssystems, da dieser Flexibilität schaffen kann.
- Phase 3: 2030-2050: Die Technologien für erneuerbaren Wasserstoff sollen in Phase 3 ausgereift und der Einsatz im grossen Massstab möglich sein, sodass alle Sektoren erreicht werden in denen eine Dekarbonisierung mit anderen Energieträgern schwierig ist. Insbesondere könnten synthetische Brennstoffe, die aus Wasserstoff gewonnen werden, in der Luftfahrt und Schifffahrt eingesetzt werden, um diese Wirtschaftszweige zu dekarbonisieren. Die aufgeführten Ziele der EU zum Einsatz von Wasserstoff benötigen eine starke Investitionsagenda, die mit Fördermitteln alimentiert wird: Um die Ziele bis 2030 zu erreichen, stellt die EU 24 bis 42 Mrd. EUR für Elektrolyseure bereit. Zusätzlich sieht die EU 220-340 Mrd. EUR für den Ausbau von Wind und Solar vor, da eine zusätzliche EE-Erzeugungleistung von 80-120 GW erforderlich ist. Darüber hinaus werden 65 Mrd. EUR für Transport, Verteilung, Tankstellen und Speicherung von der EU bereitgestellt. Um die Ziele bis 2050 zu erreichen, ist geplant nach 2030 weitere 180-470 Mrd. EUR an Fördermitteln zu investieren (Europäische Kommission, 2020).

3.2.2 Fit für 55

Die EU ist mit dem Green Deal die politische Selbstverpflichtung eingegangen, bis 2050 die Netto-Treibhausgasemissionen auf null zu reduzieren. Bis 2030 wurde eine Nettoverringerung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % gegenüber dem Stand von 1990 als Zwischenziel festgelegt. Das sogenannte «Fit für 55»-Paket der Europäischen Kommission wurde 2021 lanciert (Europäische Kommission, 2023c). Es richtet Klima-, Energie-, Verkehrs- und Besteuerungsmassnahmen an dem neuen Zwischenklimaziel für 2030 aus. Das Paket «Fit für 55» enthält eine Reihe von Vorschlägen für neue EU-Rechtsvorschriften, unter anderem folgende Aspekte:

- Emissionshandelssystem der EU (EU-ETS)
- Lastenteilungsverordnung
- Landnutzung und Forstwirtschaft (LULUCF)
- Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
- CO₂-Grenzausgleichssystem
- Klima-Sozialfonds
- Initiativen «ReFuelEU Aviation» und «FuelEU Maritime»
- CO₂-Emissionsnormen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge
- Energiebesteuerung
- Erneuerbare Energie
- Energieeffizienz

- Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

Im Bereich Erneuerbare Energien wurden im Rahmen des Fit für 55 Pakets höhere Ziele für erneuerbare Energien und verbindliche Sektorziele formuliert. Die verbindlichen 2030-Ziele aus der Erneuerbaren Richtlinie (RED II, Europäische Kommission, 2018) wurden von 32 % auf 40 % angehoben. Es wird zudem ein europäischer Rahmen für den Hochlauf von grünem Wasserstoff gesetzt, insbesondere in der Industrie und auch im Verkehrsbereich. Zudem wird der Ausbau der erneuerbaren Energien vom Stromsektor stärker auf die anderen Sektoren ausgedehnt und die Sektorkopplung vorangebracht. Im Wärmesektor soll der Erneuerbaren-Anteil um 0.8 bis 1.1 Prozentpunkte pro Jahr steigen. Erstmals werden verbindliche Ziele für grünen Wasserstoff in der Industrie von 35 % bis 2030 und im Gebäudebereich ein indikatives Ziel für erneuerbare Energien von 49 % am Energieverbrauch auf EU-Ebene bis 2030 festgelegt (BMWK, 2022).

3.2.3 REPowerEU

Mit der REPowerEU-Strategie hat die Europäische Kommission die Ziele der Dekarbonisierung vor dem Hintergrund der russischen Invasion der Ukraine nachgeschärft. Europa soll demnach schon weit vor 2030 von fossilen Brennstoffen aus Russland¹⁰ unabhängig werden (Europäische Kommission, 2022b).

Deshalb setzt die EU neben dem Ausbau der EE und der Energieeffizienz noch stärker auf den Einsatz von Wasserstoff und Biometan sowie auf diversifizierte Erdgasbezüge. Bis 2030 sollen EU-weit jährlich bis zu 10 Mt grüner Wasserstoff (333 TWh) erzeugt werden und weitere 10 Mt grünen Wasserstoffs importiert werden. Gegenüber den «Fit für 55»-Plänen bedeutet dies eine Steigerung des jährlichen Wasserstoffverbrauchs in der EU von 5.6 Mt auf 20 Mt bis 2030. Von den aktuell 155 Mrd. m³ (rund 1'700 TWh) Erdgas aus Russland könnten demnach 25-50 Mrd. m³ durch den Ausbau der Wasserstofferzeugung und erhöhte Wasserstoffzufuhren kompensiert werden. Für die Importe sollen Import-Korridore über Länder-Partnerschaften entwickelt werden. Hierzu zählen unter anderem drei Korridore aus dem Mittelmeer-Raum bzw. Afrika sowie Korridore aus der Nordsee-Region, aus dem Baltikum und perspektivisch aus der Ukraine. Dafür sollen Partnerschaften mit Ländern ausserhalb der EU abgeschlossen werden. Daneben soll die Biomethanproduktion bis 2030 auf 35 Mrd. m³ (350 TWh) mehr als verzehnfacht werden. Für die angestrebte Unabhängigkeit von russischen Energieimporten sollen Investitionen von rund 300 Mrd. EUR getätigt werden.¹¹

Die angestrebten Ziele ermöglichen einen schnellen Aufbau der europäischen Wasserstoffwirtschaft, gehen aber auch mit grossen Herausforderungen einher.

- Um die vorgeschlagene Verdoppelung der bereits ambitionierten H₂-Ziele für 2030 zu erreichen, dürfte u. a. eine deutliche Erhöhung der sektorspezifischen H₂-Ziele im Rahmen der Erneuerbaren-Richtlinie nötig sein.
- Die rasche Entwicklung der notwendigen Infrastruktur wird vor allem durch Konversionsprojekte vom Erdgas- zum H₂-Netz erfolgen müssen und erfordert einen – bislang fehlenden – pragmatischen Regulierungsrahmen.

¹⁰ 2022 waren das 40 % des EU-Gasverbrauchs.

¹¹ Bis zu 10 Milliarden Euro davon fliessen in die Finanzierung neuer Gas- und LNG-Verbindungen, bis zu 2 Milliarden Euro in die Erdölinfrastruktur. Der Rest der Finanzierung dient dazu, die Umstellung auf saubere Energie zu beschleunigen und auszubauen.

- Die gleichzeitige Neudefinition der Gasimportwege, insbesondere durch Umstellung auf LNG-Bezüge und die beschleunigte Entwicklung des H₂-Sektors könnten zu Nutzungskonflikten führen. Gerade für die Aufbauphase der Wasserstoffwirtschaft sollte eine Erhöhung der H₂-Beimischung im Erdgasnetz deshalb kein Tabu sein.

Für den Wasserstoffhochlauf muss auch die Wasserstoffinfrastruktur für die Erzeugung, Einfuhr und Beförderung von 20 Mt Wasserstoff bis 2030 bereitgestellt werden.

3.2.4 Green Deal Industrial Plan

Die Europäische Kommission hat am 1. Februar 2023 den «Green Deal Industrial Plan» vorgestellt (Europäische Kommission, 2023a). Der Plan zielt darauf ab, die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Netto-Null-Industrie zu stärken und den schnellen Übergang zur Klimaneutralität zu unterstützen. Der Plan ergänzt die laufenden Bemühungen des europäischen Green Deals und REPowerEU. Er stützt sich auf vier Säulen: ein vorhersehbares und vereinfachtes Regelungsumfeld, ein schnellerer Zugang zu Finanzmitteln, die Verbesserung von Fähigkeiten und ein offener Handel für widerstandsfähige Lieferketten. Der «Green Deal Industrial Plan» kann als Antwort der EU auf den US-amerikanischen IRA (Inflation Reduction Act) eingestuft werden.¹²

3.2.5 Programme zur Umsetzung der Strategie

Die **europäische Allianz für sauberen Wasserstoff (European Clean Hydrogen Alliance)** wurde 2020 von der EU-Kommission gegründet (Europäische Kommission, 2023f). Ziel ist es eine europäische Wasserstoffwirtschaft zu schaffen und den Wandel zu unterstützen. Die 1'500 Akteure treffen sich zweimal im Jahr im Wasserstoff-Forum, wobei sechs thematische Arbeitsgruppen bestehen: Erneuerbare Energien und kohlenstoffarme Produktion, Übertragung und Verteilung, Industrielle Anwendungen, Mobilitätsanwendungen, Energiesektor, Gebäude.

Der **Kompass zur öffentlichen Finanzierung von Wasserstoff (Hydrogen Public Funding Compass)** dient dazu öffentliche Finanzierungsquellen für Wasserstoffprojekte zu identifizieren. Er gilt als zentrale Anlaufstelle für Interessensvertreter und umfasst öffentliche Finanzierungsprogramme, die durch den langfristigen EU-Haushalt 2021-2027 und NextGenerationEU finanziert werden (Europäische Kommission, 2023e).

Im September 2022 kündigte die Europäische Kommission an, eine **European Hydrogen Bank** einzurichten. Die European Hydrogen Bank hat zum Ziel die Markteinführung von Wasserstoffproduktion und -anwendungen in der EU voranzutreiben. Sie will massgeblich durch Auktionsverfahren die Produktion und Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff fördern, indem über Contracts for Differences (vgl. Abschnitt 5.2 des vorliegenden Berichts) deren Wettbewerbsfähigkeit sichergestellt wird. Für eine erste Auktionsrunde im Herbst 2023 stehen über den Innovationsfond 800 Mio. EUR zur Verfügung.¹³ Die European Hydrogen Bank stützt sich auf zwei Säulen. Die nationale Säule zielt darauf ab, den Ausbau der heimischen Wasserstoffproduktion in der EU zu unterstützen und wird im Rahmen des Innovationsfonds umgesetzt. Die Import-Säule konzentriert sich auf internationale Importe von hauptsächlich wasserstoffbasierten Derivaten von ausserhalb der EU. Über die mögliche weitere Ausgestaltung der European Hydrogen

¹² Unter dem IRA erhalten H₂-Produzenten ab 2023 bis 2032 Steuergutschriften von zwischen 0.6 und 3 USD/kg. Für grünen H₂ gilt die maximale Gutschrift von 3 USD/kg (9 ct/kWh): <https://www.fccea.org/transitions/2022/8/5/how-the-inflation-reduction-act-of-2022-will-advance-a-us-hydrogen-economy>, eingesehen am 19.7.2023

¹³ Siehe <https://www.reuters.com/business/energy/european-hydrogen-bank-strategy-be-tested-autumn-auction-2023-04-27/>, eingesehen am 22.5.2023.

Bank wird auch 2023 noch diskutiert¹⁴, da die Europäische Kommission durch die grosszügige Förderung von Wasserstoff im Rahmen des IRA von bis zu 3 USD/kg¹⁵ etwas überrascht wurde.

3.3 Regulatorische Ausgangslage

In diesem Abschnitt betrachten wir verschiedene Aspekte der aktuellen Regulierungen. Tabelle 4 enthält eine Übersicht der bestehenden Rahmenbedingungen, die für die Schweizer Wasserstoffwirtschaft relevant sind und die wir im Folgenden einordnen.

Tabelle 4 Regulatorische Ausgangslage: Gliederung und Inhalte

3.3.1	Technische Regeln
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technische Standards ▪ Sicherheitsrelevante Regeln
3.3.2	Bewilligungsverfahren
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Raumplanungsrecht ▪ Verbandsbeschwerderecht
3.3.3	Herkunftsnachweise
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ HKN-System Strom ▪ HKN für erneuerbare Gase
3.3.4	Netzzugangs- und Marktregulierungen Strom und Gas
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entflechtungs- und Netzzugangsregeln Strom- und Gasnetze ▪ Netznutzungsentgelt Strom ▪ Abgeltungen von Flexibilitäten und Anreize für Speicher ▪ Vergütung durch Netzbetreiber mit Abnahmeverpflichtung ▪ Definition Standardprodukte Grundversorgung und Mindestquoten ▪ Regulierung Gasnetze
3.3.5	Massnahmen zur CO ₂ -Reduktion
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CO₂-Abgabe auf Brennstoffe ▪ Emissionshandelssystem (EHS) für grosse treibhausgasintensive Anlagenbetreiber ▪ CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) ▪ Abgaben und Steuern im Verkehr (Mobilität) ▪ CO₂-Emissionsvorschriften für Neufahrzeuge und Beimischpflicht der Treibstoffimporteure ▪ Beimischpflicht Flugverkehr ▪ Gebäudeprogramme
3.3.6	Fördermassnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ▪ Förderung der Einspeisung erneuerbarer Gase ▪ Massnahmen Winterversorgung: Speicherkraftwerke, PV ▪ Absicherung von Risiken

Aktuelle regulatorische Ausgangslage der für die Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz relevanten Regulierungen. Die blau hinterlegten Zeilen geben an, in welchem Abschnitt dieses Kapitels die jeweiligen Themen behandelt werden.

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

¹⁴ Siehe <https://www.kas.de/en/single-title/-/content/gestaltungsoptionen-fuer-eine-europaeische-wasserstoffbank>, eingesehen am 7.7.2023.

¹⁵ Siehe <https://static1.squarespace.com/static/53ab1fee4b0bef0179a1563/t/630507427b6e25a93c2ea72/1661273922478/Inflation+Reduction+Act+H2+%26+FC+Factsheet+2022-8-23.pdf>, eingesehen am 22.5.2023.

3.3.1 Technische Regeln

Technische Standards

Grundvoraussetzung für die Nutzung von Wasserstoff sind technische Regeln auf allen Wertschöpfungsstufen, um die Kompatibilität der Gasqualitäten bzw. des Reinheitsgrades von der Produktion bis zur Anwendung sicherzustellen und die Voraussetzungen zu schaffen, dass Rohrleitungen gebaut oder umgewidmet werden können. Technische Normen für die Gasversorgung müssen für Wasserstoff angepasst werden. Bei der Entwicklung der technischen Standards orientiert sich die Schweiz an der EU und bringt sich auch aktiv ein. So arbeitet der SVGW in verschiedenen europäischen Gremien zur Standardisierung mit (beispielsweise am Normierungsauftrag EN 1594). 2022 hat der SVGW die eigene Richtlinie G18 zu den Gasbeschaffenheiten in Netzen mit Methan, Beimischung von 10 bis 20 % Wasserstoff oder reinem Wasserstoff herausgegeben. Die Empfehlung H1000 des SVGW für Planung, Bau und Betrieb von Wasserstoffrohrleitungsanlagen enthält eine Zusammenfassung des aktuellen Stands der technischen Regelwerke und Normen. Die SVGW-Dokumente werden hinsichtlich Anforderungen für Wasserstoff (weiter-)entwickelt. Beim Thema Gasqualität ist eine Abstimmung der tolerierten Beimischungen in bestehende Gasnetze mit der EU auf technischer Ebene aufgrund der Anbindung der Schweizer Transitgas an das europäische Fernleitungsnetz erforderlich.

Blick in die EU

In der EU wird der akzeptierte Wasserstoffgehalt in Gasfernleitungen an den Grenzübergangspunkten – und damit auch an den Übergabepunkten an die Schweizer Transitgas – festgelegt. Der Wert wird im Rahmen eines Trilogs noch bestimmt. Der Europäische Rat schlug im März 2023 einen Wert von 2 % vor, das Parlament sieht den Wert bei 3 %.¹⁶ Im Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff vom 15.12.2021 war in Artikel 20 noch eine Beimischungsquote von 5 % ab 2025 vorgesehen (Europäische Kommission, 2021a).

Eine gesetzliche Grundlage zu den technischen Regeln für Wasserstoff gibt es in der Schweiz bisher nicht.

Sicherheitsrelevante Regeln

Wasserstoff unterliegt der Störfallverordnung (Art.1 Abs. 2 lit. a). Für Wasserstoff gilt gemäss Anhang 1.1 Ziffer 3 Nr. 27 eine Mengenschwelle von 5'000 kg.

Das Rohrleitungsgesetz (RLG) gilt in der Version von 2022 für flüssige oder gasförmige Kohlenwasserstoffe oder Kohlenwasserstoffgemische, also nicht für Wasserstoff. In der revidierten Rohrleitungsverordnung (RLV) hat der Bundesrat am 24.05.2023 festgelegt, Wasserstoff in Art. 1 neu explizit als Gegenstand des Geltungsbereiches zu ergänzen.¹⁷ Für die Projektierung, den Bau, den Betrieb und den Unterhalt von Anlagen, welche dem RLG unterstehen, gilt zudem die Rohrleitungssicherheitsverordnung (RLSV). Das RLG wurde 1963 für grosse Transportleitungen konzipiert. Die Aufsicht liegt grundsätzlich beim Bund, Aufsichtsbehörden ist das BFE, die technische Aufsicht obliegt dem Eidgenössischen Rohrleitungsinspektorat (ERI). Davon ausgenommen wurden auf Basis von Art. 1 Abs. 4 RLG Leitungen mit einem Betriebsdruck bis 5 bar und einem

¹⁶ Siehe <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/03/28/gas-package-member-states-set-their-position-on-future-gas-and-hydrogen-market/>, eingesehen am 7.7.2023.

¹⁷ Siehe «Verordnung über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe», verfügbar unter <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11403>, eingesehen am 2.6.2023.

Aussendurchmesser kleiner als 6 cm (Art. 2 RLV). Weitere Ausnahmen sind gemäss Art. 4 RLV lediglich für Leitungen vorgesehen, welche Unternehmensareale um weniger als 100 m überschreiten oder welche weniger als 100 m von der Unternehmensstation bis zum Endverbraucher betragen. Die aktuell entstehenden lokal begrenzten Wasserstoffrohrleitungen haben Betriebsdrücke zwischen 30 und 1'000 bar und die Rohrleitungen haben in den meisten Fällen einen Aussendurchmesser von mehr als 6 cm. Zudem beträgt die Rohrleitung vom Elektrolyseur zum Kunden meist mehr als 100 m oder überschreitet das Unternehmensareal um mehr als 100 m. Dementsprechend gelten für Wasserstoff die exakt gleichen Bestimmungen und Grenzwerte wie für Kohlenwasserstoffe und Kohlenwasserstoffgemische, obwohl die chemischen und physikalischen Eigenschaften unterschiedlich sind und es sich nicht wie bei Gas um grosse Transportleitungen handelt.

Durch die Unterstellung dieser lokal begrenzten Wasserstoffrohrleitungen unter die landesweite Transportregulierung des RLG werden deren Bewilligungsverfahren zeit- und kostspieliger oder ganz verunmöglicht. Denn für Hochdruckleitungen gelten die Bestimmungen der Rohrleitungssicherheitsverordnung (RLSV). Dadurch dürfen bspw. Leitungen nicht durch Bauzonen geführt werden (Art. 7 RLSV), es gelten Sicherheitsabstände zu Gebäuden und Orten mit häufigen Menschenansammlungen (Art. 12 RLSV) und Leitungen dürfen nicht längs unter Strassen verlegt werden (Art. 13 RLSV). Um den Bau von Wasserstoffleitungen in bebautem Gebiet nicht zu verhindern, müssten die Regelungen zu Einschätzung der Gefährdungslage weitere Faktoren, wie den Energiegehalt einer Leitung, nicht nur den Druck berücksichtigen.

In den Erläuterungen zur Anpassung der RLV kündigt der Bundesrat eine Überprüfung dieser Regelungen für Wasserstoff an, sobald die «besonderen Gefahren im Zusammenhang mit Wasserstoff» im Rahmen einer Studie ermittelt sind.¹⁸

Einschätzung

Die chemischen und physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff unterscheiden sich massgeblich von denjenigen der Gruppe der Kohlenwasserstoffe. Durch die explizite Nennung von Wasserstoff in Art. 1 der RLV wird Wasserstoff jedoch mit dieser Gruppe gleichgestellt. Damit gelten die Bestimmungen, welche bisher beispielsweise für Methanleitungen im Hochdruckbereich gelten, zunächst auch für fast alle Wasserstoffleitungen.

Bis die Schweiz an den europäischen Wasserstoff-Backbone angeschlossen wird, werden H₂-Rohrleitungsanlagen lokal begrenzte Inselnetze und keinen Transportnetzcharakter haben. Diese lokalen Wasserstoffnetze so zu behandeln wie grosse Transportleitungen scheint für den Wasserstoffhochlauf hinderlich. Ausserdem sollten die aktuell bereits geltenden Regeln (z. B. Störfallverordnung) hinsichtlich der spezifischen Eigenschaften und Gefahren von Wasserstoff angepasst oder erweitert werden sollten. Dazu müsste ein Rahmenbericht für Wasserstoff von der Branche initiiert werden.

3.3.2 Bewilligungsverfahren

Die Energiewende im Allgemeinen, einschliesslich der Wasserstoffwirtschaft, erfordert zahlreiche neue Infrastrukturanlagen. Daher ist die Dauer für Bewilligungsverfahren von Infrastrukturanlagen in weitentwickelten Demokratien ein zentrales Anliegen. Im Bereich der Wasserstoff-

¹⁸ Siehe «Erläuternder Bericht zur Revision vom 24. Mai 2023 der Rohrleitungsverordnung», verfügbar unter <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11404>, eingesehen am 2.6.2023.

wirtschaft beeinflussen Bewilligungsverfahren einerseits direkt Anlagen zur Produktion, Speicherung und Transport von Wasserstoff. Andererseits haben sie einen indirekten Einfluss auf Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, wenn überschüssiger Strom zur Produktion von Wasserstoff verwendet werden soll.¹⁹

Die Bewilligungsverfahren für Windkraftanlagen in Griechenland benötigen aktuell ca. 8 Jahre, in Deutschland 7 Jahre und in der Schweiz, gemäss Suisse-Eole, sogar an die 20 Jahre. In der Schweiz wurden geplante Wasserstoffprojekte aufgrund von mangelnder Zonenkonformität²⁰ oder negativer Interessensabwägung gestoppt.²¹ Schnellere Bewilligungsverfahren mit höheren Erfolgsquoten sind für das Erreichen der Netto-Null-Klimazielen bis 2050 zentral. Hierfür müssen solche Anlagen sowohl bewilligungsfähig sein als auch Durchsetzungsfähig in der Interessensabwägung und das administrative Verfahren mit den Einsprachemöglichkeiten darf nicht zu lange dauern. Die Möglichkeit einer abschliessenden vorgängigen Abwägung der nationalen Interessen ist gemäss dem Bundesrat nicht mit der Rechtsweggarantie (Art. 29a BV) vereinbar. Im Verwaltungsverfahren müssen alle betroffenen, insbesondere öffentlichen Interessen geprüft werden können, ohne dass das Ergebnis vorab festgelegt wird (vgl. Antwort des Bundesrates auf die Motion 20.4268 «Erhöhung der Planungssicherheit für Projekte für Anlagen von nationalem Interesse zur Nutzung erneuerbarer Energien»²²).

Die Bewilligungsfähigkeit von Anlagen ist im Raumplanungsgesetz (RPG) und in der Raumplanungsverordnung (RPV) geregelt. Bei behördlichen Handlungsspielräumen im Bewilligungsprozess ist eine Interessensabwägung vorzunehmen. Gestützt auf das Umweltschutzgesetz, das Natur- und Heimatschutzgesetz sowie das Gentechnikgesetz haben Verbände durch das Verbandsbeschwerderecht die Möglichkeit, gegen behördliche Verfügungen Einsprache zu erheben.

Der Ständerat hat in der Herbstsession 2022²³ vorgeschlagen, dass der Bundesrat für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ab einer bestimmten Grösse beschliessen kann, dass die Bewilligungen für die Anlage in einem konzentrierten und abgekürzten Verfahren erteilt werden können (Art. 13 Abs. 3 rev. EnG, Entwurf Ständerat). Der Nationalrat hat in der Frühlingssession diesen Absatz des Ständerates wieder gestrichen und rückt damit um so mehr die 15 priorisierten Wasserkraftprojekte des Runden Tisches ins Zentrum, der Ständerat hingegen hat im Juni 2023 an seinem Vorschlag festgehalten.

¹⁹ Bei Anlagen zur inländischen Produktion von grünem Wasserstoff aus Überschussstrom handelt es sich aktuell vor allem um Wasserkraftwerke und Kehrlicht oder Abwasserwertungsanlagen, von denen einige bereits bestehen sowie zukünftig auch um Photovoltaik.

²⁰ Die geplante Anlage der IWB und der Fritz Meyer AG in Birsfelden, erhielt von der Baurekurskommission einen ablehnenden Bescheid mangels Zonenkonformität: https://www.iwb.ch/ueber-uns/newsroom/medienmitteilung/artikel~_archiv_Innovatives-Projekt-der-Energiewende-gestoppt~, Meldung vom 12.07. 2022, eingesehen am 7.7.2023.

²¹ Das von der Axpo geplante Projekt beim Wasserkraftwerk Eglisau-Glattfelden zur Produktion von grünem Wasserstoff wurde wegen Einsprachen gestoppt. Die Interessensabwägung für eine Ausnahmegewilligung gestützt auf das Raumplanungsgesetz viel beim Rekurs negativ aus: <https://www.energate-messenger.ch/news/227203/axpo-muss-wasserstoffprojekt-wegen-einsprachen-stoppen>, Meldung vom 10.10.2022 eingesehen am 7.7.2023.

²² Siehe <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20204268>, eingesehen am 7.7.2023.

²³ Siehe <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/S33%20D.pdf>, eingesehen am 19.7.2023.

Blick in die EU

Die EU will Bewilligungsverfahren für Erneuerbare-Energie-Projekte markant beschleunigen (REPowerEU-Plan der Europäischen Kommission, 2022b). In zu definierenden geeigneten Gebieten sollen die Verfahren maximal noch 1 Jahr dauern, in allen anderen Gebieten 2-3 Jahre.²⁴ Um den Problemen der langsamen und komplexen Genehmigungsverfahren für grosse Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energie gezielt entgegenzuwirken, empfiehlt die Kommission erneuerbare Energien als Bereich von überwiegendem öffentlichem Interesse auszuweisen. Die Mitgliedstaaten sollten spezielle «go-to»-Gebiete für erneuerbare Energien einrichten, d. h. Gebiete mit geringeren Umweltrisiken und mit verkürzten und vereinfachten Genehmigungsverfahren.

Raumplanungsrecht

Gemäss Artikel 75 der Bundesverfassung legt der Bund die Grundsätze der Raumplanung fest, während die Raumplanung den Kantonen obliegt. Das Raumplanungsrecht (RPG und RPV) dient als Grundlage, in Fragen der Raumplanung und der räumlichen Entwicklung die relevanten Interessen zu erfassen und gegeneinander abwägen zu können.²⁵ Das RPG hält in Art. 24 fest, dass Ausnahmegewilligungen ausserhalb der Bauzone bewilligt werden können, wenn diese zwingend auf den vorgesehenen Standort angewiesen sind, also standortgebunden sind, und keine überwiegenden Interessen entgegenstehen.

Seit Juli 2022 ist die revidierte RPV in Kraft. Durch die Revision dieser Verordnung werden mit Art. 32a die Bedingungen für bewilligungsfreie PV-Anlagen auf Dächern gelockert und auch auf Flachdächern werden bewilligungsfreie Bauten möglich. In Art. 32c RPV werden zudem gewisse PV-Anlagen ausserhalb der Bauzone als standortgebunden deklariert (bspw. Solaranlagen an Stauwänden, schwimmende Solaranlagen auf Stauseen oder auch in wenig empfindlichen landwirtschaftlichen Gebieten).

Das Parlament hat in der Herbstsession 2022 unter dem Stichwort «Solaroffensive» dringliche Massnahmen beschlossen, welche sofort in Kraft treten. Im Energiegesetz sind damit per 1. Oktober 2022 unter anderem folgende Anpassungen in Kraft getreten: Für PV-Grossanlagen (Art. 71a, EnG) mit einer substantiellen Winterproduktion gelten bis zur Erreichung einer Gesamtproduktion von 2 TWh erleichterte Bewilligungsverfahren und eine Priorisierung in der Interessenabwägung (Bedarf ausgewiesen, von nationalem Interesse und standortgebunden, keine Planungspflicht, Interessensvorrang gegenüber anderen nationalen, regionalen und lokalen Interessen).²⁶ Ausgeschlossen sind diese Anlagen aber weiterhin in wichtigen Naturlandschaften (Moore, Biotop, Vogelreservate).

Der Ständerat hat in der Herbstsession 2022²⁷ Entwurfsanpassungen beim EnG vorgeschlagen, so dass Stromversorgungsanlagen vermehrt ein nationales Interesse eingeräumt wird. Darunter fallen insbesondere Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ab einer bestimmten Grösse (Art. 12 rev. EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat) sowie auch andere Anlagen aus erneuerbaren Energien, solange die Ausbauziele nicht erreicht sind und sie einen wesentlichen Beitrag zu den Ausbauzielen leisten (Art. 13 Abs.1 rev. EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat). Als Anlagen zur

²⁴ Siehe <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/eu-plans-one-year-renewable-energy-permits-faster-green-shift-2022-05-09/>, eingesehen am 7.7.2023.

²⁵ Siehe Bundesgerichtsurteil BGer 1C_240/2017, E. 5.2, verfügbar unter https://www.bger.ch/ext/eurospider/live/de/php/aza/http/index.php?highlight_docid=aza%3A%2F%2F11-12-2018-1C_240-2017&lang=de&type=show_document&zoom=YES&, eingesehen am 25.5.2023.

²⁶ Daneben erhalten die Betreiber Investitionsbeiträge bis zu 60 Prozent bei einer raschen Umsetzung, so dass rasch Strom eingespeist wird.

²⁷ Siehe <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/S33%20D.pdf>, eingesehen am 19.7.2023.

Nutzung erneuerbarer Energie werden vom Ständerat namentlich Speicherwasserkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, PV-Anlagen, Windkraftanlagen sowie Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen genannt. Der Nationalrat hat Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen aus der Aufzählung gestrichen, während er Laufwasserkraftwerke ergänzt und deren Bau in gewissen Landschaften eingeschränkt hat. Der Ständerat hat im Juni 2023 an Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen festgehalten. Gemäss der Differenzvereinbarung im Juni 2023 gelten Solar- und Windkraftanlagen, die bestimmte Kriterien erfüllen, als standortgebunden und ihr Bedarf wird als ausgewiesen betrachtet, solange nicht mindestens 6 TWh Winterproduktion bis 2040 realisiert sind. Zudem geht das Interesse an der Realisierung solcher Anlagen anderen nationalen Interessen vor.

Öffentlich-rechtliche Sicherungen auf kantonaler Ebene

Um eine Leitung bauen zu können, müssen die Durchleitungsrechte gesichert werden bzw. die schriftliche Zustimmung aller Grundeigentümer vorliegen. In der Regel werden hierfür mit allen durch den Leitungsbau betroffenen Grundeigentümern Dienstbarkeitsverträge abgeschlossen. Nur wenn diese vollständig vorliegen, kann ein Baubewilligungsverfahren formell eingeleitet werden. Auf Bundesebene wird im Rahmen der Plangenehmigung unter anderem geprüft, ob die Rechte der Betroffenen gewahrt werden. Im Rahmen dieser Plangenehmigung werden auch die betroffenen Kantone konsultiert. Durch Einsprachen sowie spätere Beschwerden können diese Projekte stark verzögert werden. Ist ein betroffener Grundeigentümer mit dem Bau nicht einverstanden, muss ein anderer Leitungsverlauf geprüft werden. Ein Enteignungsverfahren wäre langwierig und die Erfolgsaussichten sehr gering. Bei Rohrleitungen in Bundeskompetenz (s. Art. 3 Abs. 1 RLV; SR 746.11), also bei Drücken ab 5 Bar und einem Aussendurchmesser grösser 6 cm, wäre es wünschenswert, dass einzelne Akteure nicht schon von vornherein das Projekt zu Fall bringen können. Im Kanton Bern gibt es für ähnlich gelagerte Fälle beispielsweise das Instrument der öffentlich-rechtlichen Sicherung. Falls es im Kanton Bern nicht möglich oder zumutbar ist, mit allen betroffenen Eigentümern privatrechtliche Dienstbarkeitsverträge abzuschliessen, kann der Kanton gemäss dem Kantonalen Energiegesetz (KENG; Art. 20 ff.) im Planerlassverfahren via einer Überbauungsordnung Energieleitungen vorgängig oder nachträglich öffentlich-rechtlich sichern. Dadurch kann das Durchleitungsrecht erzwungen werden. Das Verfahren unterscheidet sich vom Baubewilligungsverfahren insbesondere darin, dass einzelne Akteure nicht schon von vornherein das Projekt zu Fall bringen können. Denn auf Gemeindeebene sind lediglich die Bewilligung durch den Gemeinderat und die Gemeindeversammlung erforderlich, und nicht die Einstimmigkeit aller Betroffenen. Die Genehmigung erfolgt durch den Kanton, der hier eine Interessenabwägung vornehmen muss.

Um eine Beschleunigung in Planerlassverfahren zu erzielen, hat der Kanton Bern ein Verfahren auf Basis von öffentlich-rechtlicher Sicherung entwickelt, welches die Entscheidungen auf Gemeindeebene einbezieht (s. Kasten).

Einschätzung

Durch die Revision der RPV werden bestehende administrative Hürden bei den Bewilligungsverfahren von PV-Anlagen abgeschafft oder abgebaut, so dass die Bewilligungen rascher erteilt werden können.

Die Solaroffensive stellt die vorgängige übergeordnete Güterabwägung sowie die raumplanerische Bewilligungsfähigkeit von alpinen Solaranlagen temporär sicher. Gemäss dem ständerätlichen Vorschlag sollten auch explizit Elektrolyseuren ab einer gewissen Grösse ein nationales Interesse eingeräumt werden, der Nationalrat hat dies wieder gestrichen. Durch die Priorisierung in der Interessensabwägung werden die Verfahren gestrafft, die Umweltverträglichkeitsprüfung und Beschwerdemöglichkeiten bleiben jedoch bestehen.

Die Bewilligungsprozesse für Anlagen ausserhalb der Bauzonen dürften trotz den Beschleunigungsabsichten langwierig bleiben, denn die Einflussnahme der verschiedenen Stakeholder in der Interessensabwägung (Art. 3 RPV) kann nicht einfach ausgeschaltet werden.

Das Vorgehen des Kanton Bern mit öffentlich-rechtlichen Sicherungen könnte auch in anderen Kantonen zur Verfahrensbeschleunigung beitragen.

Verbandsbeschwerderecht

Durch das Verbandsbeschwerderecht können Organisationen, die sich dem Naturschutz, dem Heimatschutz, der Denkmalpflege oder verwandten Zielen widmen, gegen behördliche Verfügungen Einsprache erheben. Rechtliche Basis bilden das Umweltschutzgesetz (Art. 55 USG), das Natur- und Heimatschutzgesetz (Art. 12 NHG) sowie das Gentechnikgesetz (Art. 28 GTG). Durch die ideelle Verbandsbeschwerde erhalten Natur- und Umweltverbände eine relativ starke Position im Verwaltungsverfahren. Durch ihre Öffentlichkeitsbeteiligung werden die Verwaltungsverfahren einerseits verzögert, andererseits sorgen sie für die Rechtmässigkeit von Projekten in Bezug auf die Natur und die Umwelt, wodurch die Akzeptanz steigt.

Die Motion «Verbandsbeschwerderecht bei Solar- und Wasserkraft aufheben» (22.3173) wurde vom Bundesrat zur Ablehnung empfohlen, da er 2022 eine Revision des EnG (SR 730.0) in die Vernehmlassung geschickt hat, mit dem Ziel, die Bewilligungsverfahren für die bedeutendsten Wasser- und Windkraftanlagen zu vereinfachen und zu straffen. Das Beschwerderecht der Umweltorganisationen erachtet der Bundesrat hingegen als sinnvolles Instrument für die Umsetzung des Umweltrechts.

Einschätzung

Die Bemühungen zur Beschleunigung von Bewilligungsverfahren zielen darauf ab, dass das Verbandsbeschwerderecht in der bisherigen Form grundsätzlich bestehen bleibt. Durch die Möglichkeit von konzentrierten Verfahren soll es bei gewissen Projekten jedoch nur noch einmal die Gelegenheit für Einsprachen geben, wodurch eine markante Verfahrensbeschleunigung erreicht werden dürfte.

3.3.3 Herkunftsnachweise

Grundvoraussetzung für den Handel mit Wasserstoff unterschiedlicher ökologischer Qualitäten sind Herkunftsnachweise. HKN für Wasserstoff und HKN für Strom sind nicht unabhängig voneinander. Für die Definition von «grünem» bzw. «erneuerbarem» Wasserstoff (vgl. Abschnitt 2.3) ist die Herkunft des Stroms ausschlaggebend, respektive die verwendeten Herkunftsnachweise (HKN) für Strom.

Blick in die EU

Gemäss EU-Kommission soll erneuerbarer H₂ (die Begrifflichkeit der EU-Kommission) über drei Kriterien definiert sein. Am 20.06.2023 hat die Kommission den finalen Text des Delegated Act

erlassen,²⁸ der drei Kriterien für den Strombezug für die Herstellung von grünem Wasserstoff mit Elektrolyseuren enthält, die kumulativ erfüllt sein müssen (Europäische Kommission, 2023b):

- Zusätzlichkeit in Bezug auf erneuerbare Energieerzeugung,
- Zeitliche und
- Räumliche Korrelation zwischen dem Strombezug des Elektrolyseurs und der erneuerbaren Stromerzeugung.

Das Zusätzlichkeitskriterium des Delegierten Rechtsaktes regelt, dass neue und ungeförderete EE-Anlagen kontrahiert werden müssen, damit für den Stromverbrauch durch Elektrolyseure auf dem Strommarkt zusätzliche Mengen erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Hierbei wird eine Übergangsphase bis Ende 2027 eingeführt, die die Befreiung hiervon möglich macht, damit in der Markthochlaufphase die Wasserstoffprojekte nicht behindert werden. Daneben ist eine zeitliche Korrelation (innerhalb derselben Stunde) zwischen Stromverbrauch der Elektrolyseure und Produktion der Erzeugungsanlage notwendig. Bis Ende 2029 reicht eine monatliche Korrelation aus. Die geographische Korrelation soll zusätzlichen Netzausbaubedarf verhindern. Daher müssen Elektrolyseure grundsätzlich in derselben Stromgebotszone errichtet werden, wie die Erzeugungsanlage für erneuerbare Energien. Mitgliedstaaten können aber kleinere Gebiete für Standorte definieren, um die Kompatibilität mit der Netzplanung zu gewährleisten (BMUV, 2023). Da ACER bis Anfang 2024 den Schlussbericht der Bidding-Zone Review publiziert, könnten sich die Stromgebotszonen in der EU auch noch stärker verändern.²⁹

Die Kriterien wurden gegenüber dem Entwurf vom Mai 2022 vereinfacht, was ein positives Zeichen für den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist und den Investoren Sicherheit bietet.

HKN-System Strom

Für Strom ist in der Schweiz grundsätzlich ein EU kompatibles HKN-System vorhanden. Ohne Stromabkommen besteht jedoch nur eine einseitige Anerkennung von EU-HKN durch die Schweiz. Die gesetzliche Grundlage für HKN bildet Art. 9 EnG. Seit 2018 gilt in der Schweiz eine vollständige Stromdeklarationspflicht (Art. 4 EnV) und für die Pumpstromverluste von Pumpspeicherkraftwerken sind HKN zu entwerten (Art. 6 HKSV). Für die Stromlieferung in einem bestimmten Kalenderjahr sind nur HKN mit einem Produktionszeitraum aus dem gleichen Kalenderjahr zulässig (Anhang 1 Ziff. 2.1 der HKSV). Die HKN sind grundsätzlich 12 Monate gültig, wobei die innerhalb des 1. Quartals anfallenden HKN die Gültigkeit jeweils erst im Mai des Folgejahres verlieren (Art. 1 Abs. 4 HKSV). Am 24.05.2023 hat der Bundesrat die revidierte HKSV in Kraft gesetzt. Sie beinhaltet ab 2027 eine quartalsscharfe Stromkennzeichnung (Art. 8 Abs. 1bis und Anhang 1, Ziff. 2.1). Damit wird die Saisonalität von Stromproduktion und -verbrauch besser abgebildet.³⁰

Art. 5 Abs. 2 der EnV schreibt vor, dass das Schweizer HKN System auf dem Europäischen Energiezertifikatesystem (EU-ETS) der AIB basiert. Für den europaweiten Handel der HKN ist ein Anschluss an die «Association of Issuing Bodies» (AIB) Voraussetzung, welchen die Schweiz nachweislich erfüllt. Seit Juli 2021 sind jedoch Schweizer HKN nicht mehr in der EU akzeptiert, da die Neufassung der Erneuerbaren-Richtlinie der EU in Art. 19 Abs.11 die Nichtanerkennung von HKN aus Drittstaaten im Strombereich ohne Abkommen mit der EU vorsieht. Die Schweiz anerkennt jedoch weiterhin HKN aus der EU (bisher rund 16 TWh, ca. 20 % der HKN).

²⁸ Siehe https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20_en#:~:text=%22Today%2C%20the%20Delegated%20Acts%20on%20to%20decarbonise%20our%20energy%20system.%22, eingesehen am 7.7.2023.

²⁹ Siehe https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/#what-is-bidding-zone-review-bzr, eingesehen am 25.5.2023.

³⁰ Eine solche Erhöhung der Transparenz hatte auch die Motion 21.3620 gefordert.

Einschätzung

Die gegenseitige Anerkennung der HKN mit der EU, ist wichtig. Mit der Kürzung der Übereinstimmungsperioden von Produktion und Verbrauch entstehen grundsätzlich Anreize für die Winterproduktion. Die HKN für erneuerbaren Strom dürften im Sommer günstiger werden. Dies wirkt sich auf die Produktionskosten von grünem Wasserstoff aus, die dadurch im Sommer tendenziell niedriger ausfallen. Auch in der EU werden die Übereinstimmungsperioden verkürzt. In Frankreich werden HKN bereits monatlich hinterlegt. Die Renewable Energie Direktive (RED) III fordert bis 2029 vierteljährliche Übereinstimmungsperioden, danach noch kürzere.

HKN für erneuerbare Gase

Weder für Biogas noch für Wasserstoff ist 2023 in der Schweiz ein durchgängiges HKN-System vorhanden, das es ermöglicht, CO₂-frei produzierte Gase entsprechend als solche zu verwenden. Importiertes Biogas, das via Leitungen in die Schweiz geliefert wird, ist in der Schweiz nicht von der CO₂-Abgabe befreit, da die Eidgenössische Zollverwaltung auf Art, Menge und Beschaffenheit des Produkts im Zeitpunkt der Überführung abstellt und nicht per Massenbilanzierung auf buchhalterische Werte. Für Biogas, das in flüssiger Form in die Schweiz importiert wird, ist hingegen keine CO₂-Abgabe zu entrichten. Mit Zertifikaten importiertes Biogas verbessert gemäss dem Kyoto Protokoll jedoch nicht die CO₂-Bilanz der Schweiz, da gemäss dem Territorialprinzip bei der Verwendung CO₂-Emissionen in der Schweiz entstehen. Hierfür müssten die Biogas-HKN zusätzlich an ein Emissionsrecht gekoppelt werden. Bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehen im Gegensatz zu Methan keine CO₂-Emissionen, was in Anbetracht des Netto-Null-Ziels mit der Erfordernis von Negativemissionen ein Vorteil von Wasserstoff ist. Solange es jedoch aufgrund fehlender HKN noch nicht möglich ist, grünen und blauen oder grauen Wasserstoff eindeutig zu verorten, sind dem Handel mit Wasserstoff über Pipelines Grenzen gesetzt.

Blick in die EU

Die Anforderungen an die Wasserstoff Zertifizierung auf EU-Ebene sind in der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen («RED II», Richtlinie 2018/2001³¹) spezifisch in Artikel 19 vorgegeben. Ein Herkunftsnachweis umfasst standardmässig 1 MWh und für jede Einheit produzierte Energie wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt. Die Gültigkeit der HKN beläuft sich auf 12 Monate, ab der Produktion der betreffenden Energieeinheit. Nach spätestens 18 Monaten müssen die Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass alle Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, ihre Gültigkeit verlieren. Die Ausstellung der HKN wird von den Mitgliedstaaten oder unabhängigen, zu benennenden Stellen überwacht. Hierbei dürfen die benannten zuständigen Stellen keine sich geografisch überschneidenden Verantwortlichkeiten haben. Zusätzlich müssen sie von den Bereichen Produktion, Handel und Versorgung unabhängig sein. Der HKN enthält mindestens folgende Angaben:

- *Angaben zur Energiequelle, aus der die Energie produziert wurde, zu Beginn und Ende ihrer Produktion*
- *Angaben dazu, ob der Herkunftsnachweis Elektrizität oder Gas, einschliesslich Wasserstoff, oder Wärme bzw. Kälte betrifft;*
- *Bezeichnung, Standort, Typ und Kapazität der Anlage, in der die Energie produziert wurde;*

³¹ Siehe <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&qid=1688741291687>, eingesehen am 7.7.2023.

- Angaben dazu, ob die Anlage Investitionsförderung erhalten hat und ob die Energieeinheit in irgendeiner anderen Weise von einer nationalen Förderregelung betroffen ist, und zur Art der Förderregelung;
 - Datum der Inbetriebnahme der Anlage
 - Ausstellungsdatum und ausstellendes Land und eine eindeutige Kennnummer
- Es bestehen bereits EU-Pilotprojekte, die die Einführung von HKNs vorantreiben. Das EU-Pilotprojekt CertifHy wurde auf Wunsch der Europäischen Kommission initiiert und wird von der Clean Hydrogen Partnership finanziert.³²

Im Rahmen des Vernehmlassungsentwurfes des CO₂-Gesetzes ist eine Anpassung von Art. 7 Abs. 9 und 10 des USG vorgesehen. Darin wird präzisiert, dass auch synthetische, flüssige oder gasförmige Treibstoffe/Brennstoffe auf Basis erneuerbarer Energieträger sogenannte erneuerbare Treibstoffe/Brennstoffe sind. Darüber hinaus ist in der Schweiz ein HKN Register für erneuerbare Gase inkl. Wasserstoff im Aufbau und es wird Kompatibilität mit der EU angestrebt, um Im- und Exporte zu ermöglichen. Es soll ab 2025 in Betrieb sein und die Biogas-Clearingstelle des VSG ablösen. Um die Kompatibilität mit der EU zu bewahren sind daher die europäischen Diskussionen zu den Deklarationen von Renewable Fuels of Non-Biological Origins (RFNOB) als «grün» zu beachten. Dazu gehören beispielsweise das Additionalitätsprinzip (Strom muss aus zusätzlichen Anlagen zur Produktion erneuerbaren Stroms stammen) oder die Anforderung, dass die RFNOB-Produktion sowohl geografisch (Gebotszone) als auch zeitlich mit der Produktion des erneuerbaren Stroms zusammenfällt.

Einschätzung

Bei erneuerbaren Gasen wird die Schweiz stärker von Importen abhängig sein als beim Strom. Ein EU kompatibles HKN System wie im Strombereich wäre wichtig, idealerweise mit gegenseitiger Anerkennung.

Für einen raschen Wasserstoffhochlauf sollten nicht zu strenge Kriterien an grünen Wasserstoff gestellt werden. Welcher Wasserstoff in der EU als grün gelten soll war lange umstritten, bis mit der delegierten Verordnung 2023/1185 ein Kompromiss gefunden wurden. Die Vereinfachung der Kriterien gegenüber dem ursprünglichen Entwurf sind zu begrüßen, jedoch bleibt die Erfüllung aller Kriterien weiterhin anspruchsvoll.

3.3.4 Netzzugangs- und Marktregulierungen Strom und Gas

Da Wasserstoff als Sektorkopplungstechnologie in einem bestehenden Energiesystem mit leitungsgebundenen Energieträgern Strom und Gas als weitere Option zur Dekarbonisierung und Optimierung auch hinsichtlich Versorgungssicherheit hinzukommt, ist die Regulierung der Strom- und Gasnetze auch für Wasserstoff von Bedeutung. Während Stromnetze eher für die Produktion von Wasserstoff und gegebenenfalls im Fall der Rückverstromung relevant sind, können Gasnetze beim Transport und Bezug durch die Endverbraucher eine Rolle spielen. Im Bereich Speicherung bestehen Berührungspunkte zu beiden Infrastrukturen.

Blick in die EU

In den Mitgliedsländern der EU wird mit Ausnahmen vom Netznutzungsentgelt experimentiert. So enthalten in Deutschland § 118, Abs. 6 EnWG und §19 StromNEV Sonderregeln, nach denen

³² Siehe <https://www.certifhy.eu/>, eingesehen am 8.2.2023.

Netzentgelte für Speicher (inkl. Verluste) entfallen, sofern der Betreiber auf einen Teil der Flexibilitätsoptionen verzichtet. Die Speicher sind ausserdem von Einspeiseentgelten in das Gasnetz befreit. In Deutschland hat die Deutsche Energie-Agentur (dena, 2022) einen Finanzierungsvorschlag für H₂-Netze mit dem Titel «Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat» vorgelegt. Die Idee ist dabei die Investitionsrisiken der Anfangsphase über ein Amortisationskonto abzusichern, in welchem Anfangsverluste und erste Einnahmen verrechnet und zu einem Stichtag verrechnet werden. Anschliessend sollen die Wasserstoffnetzbetreiber einer Kostenregulierung durch die Bundesnetzagentur unterstellt werden.

Die EU-Kommission legte im Dezember 2021 Vorschläge zum Unbundling des Wasserstoffnetzes im EU-Gasmarktpaket als Teil des «Fit für 55» Paket vor (Änderung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie). Sie fordert grundsätzlich eine eigentumsrechtliche vertikale Entflechtung, wodurch der Eigentümer eines Wasserstoffnetzes nicht gleichzeitig in der Energieerzeugung oder dem Energievertrieb tätig sein kann. Die EU-Kommission schlägt zudem eine horizontale Entflechtung vor, mit getrennten Gesellschaften für den Betrieb von Gas- und Wasserstoffnetzen.

Der Industrie-, Forschungs- und Energieausschuss (ITRE) der EU will die horizontale Entflechtung komplett streichen und bei der vertikalen Entflechtung strebt er die gleichen Vorgaben wie im Gasbereich an, bei denen die Entflechtungsvorschriften für Verteilnetze (rechtliche Entflechtung) weniger einschneiden sind als für Fernleitungsnetze (eigentumsrechtliche Entflechtung bzw. ähnliche Modelle mit unabhängigem Betrieb). Der EU-Energieministerrat hat sich in seinen Vorschlägen in Richtung der strengen Entflechtungsvorschriften der EU-Kommission positioniert. Abmildern möchte er diese nur für lokal begrenzte Wasserstoffnetze.³³ Während die Position des Parlaments einen Aufbau des Wasserstoffnetzes aus dem vorhandenen Gasnetz ermöglichen würde, wäre das mit den Positionen der Kommission und des Rats nicht möglich. Die definitive Fassung wird nach Abschluss des Trilogverfahrens zwischen Kommission, Parlament und Rat im Laufe des Jahres 2024 erwartet.

Entflechtungs- und Netzzugangsregeln Strom- und Gasnetze

In der Schweiz ist 2023 der Strommarkt aufgrund einer spezialgesetzlichen Regelung für Kunden ab einem Jahresverbrauch von 100 MWh geöffnet und es gibt mit dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) eine Grundlage für die Regulierung der Stromnetze. Um das Netz als Monopolbereich vom Wettbewerbsbereich zu trennen, sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemäss Art. 10 StromVG verpflichtet, die Verteilnetze mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen zu trennen (vertikale Entflechtung). Quersubventionierungen zwischen Netzbetrieb und anderen Tätigkeitsbereichen sind untersagt und wirtschaftlich sensible Informationen dürfen vom Netzbetreiber nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt werden (informatorisches Unbundling). Das Übertragungsnetz in der Schweiz gehört der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid und wird von ihr betrieben. Swissgrid ist unabhängig von Elektrizitätserzeugung, -verteilung oder -handel (Art. 18 Abs. 6 StromVG). Der Netzzugang muss diskriminierungsfrei gestaltet werden. Für die jährliche Ermittlung der Kostengrundlage der Netznutzungsentgelte bestehen Vorgaben, deren Einhaltung von der ElCom überwacht werden.

Für Gasnetze bestehen keine spezialgesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung des Netzbetriebs und zum Netzzugang. Da aufgrund der kartellrechtlichen Gasmarktöffnung Netznutzungsentgelte für Durchleitungsanfragen kommuniziert und bei Bedarf begründet werden müssen, besteht faktisch

³³ Seine <https://www.bdew.de/energie/ueberarbeitung-gasbinnenmarkt-richtlinie-und-verordnung/>, eingesehen am 20.07.2023.

die Notwendigkeit einer mindestens kostenrechnerischen Entflechtung des diskriminierungs-freien Netzzugangs. Das beinhaltet auch eine nachvollziehbare jährliche Kosten- und Tarifbe-rechnung für das Gasnetz. Darin fließen die vorhandenen Branchenregeln des VSG³⁴ und auch Prüfungen der Preisüberwachung³⁵ ein.

Einschätzung

Die Schweiz setzt beim Stromübertragungsnetz strenge vertikale Entbündelungsvorgaben um, die mit der EU kompatibel sind. Im Bereich der Stromverteilnetze sind die Vorgaben mit dem buchhalterischen Unbundling weniger restriktiv als das rechtliche Unbundling der EU. Für die Gasversorgung gibt es keine spezialgesetzlichen Vorgaben zur Entbündelung und zum Netz-zugang. Gerade auch bei neu aufzubauenden Infrastrukturen wie Wasserstoffleitungen, wäre eine niedrige Eingriffstiefe für deren Entwicklung von Vorteil.

Netznutzungsentgelt Strom

Für die Kosten der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse sind die Kosten für den eingesetz-ten Strom ein wichtiger Faktor. Neben den reinen Strombeschaffungskosten ist dabei mitentscheidend, ob der für die Wasserstoffproduktion bezogene Strom mit Netznutzungsentgelten belastet ist oder nicht. Netznutzungsentgelte sind von Verbrauchern und Speichern zu entrichten, die das öffentliche Netz nutzen. Nur die Pumpspeicherwerke sind von Netznutzungsentgelten befreit (Ar-tikel 14 in Verbindung mit Artikel 4 StromVG), andere Speichermöglichkeiten, wie z. B. Was-serstoff, sind bisher nicht befreit. Der Stromverbrauch von Elektrolyseuren, die bei Produktions-anlagen angesiedelt sind, gilt als Eigenverbrauch (Art. 16 EnG), so dass keine Netznutzungsent-gelte anfallen. Elektrolyseure nahe bei Erzeugungsanlagen werden daher anders behandelt als Elektrolyseure, die das öffentliche Netz nutzen. Neben der Frage, ob Elektrolyseure Netznut-zungsentgelte entrichten, hat auch die Struktur der Netznutzungsentgelte einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. So führt beispielsweise die Gewichtung, mit der jeweils ein Leistungs- oder Arbeitspreis erhoben wird je nach Benutzungsstunden zu unterschiedlichen Kostenwirkungen.

Der Nationalrat sieht in seinem Gesetzesentwurf aus der Frühlingssession 2023 eine Netzentgelt-befreiung vor für den Eigenbedarf von Kraftwerken, den Antrieb für Pumpen bei Pumpspeicher-kraftwerken sowie für Speicheranlagen ohne Endverbraucher. Bei Speichern mit Endverbrau-chern soll eine Rückerstattung der Netzentgelte für rückgespeiste Energie beantragt werden kön-nen. Bei Elektrolyseanlagen wäre damit eine Rückerstattung der Netznutzungsentgelte für rück-verstromten Strom möglich. Elektrolyseanlagen als Pilot- und Demonstrationsprojekte mit nicht mehr als 200 MW sollen zudem für die bezogenen Elektrizitätsmengen eine zeitlich befristete Rückerstattung der Netznutzungsentgelte beantragen können (Art. 14 3ter rev. StromVG, Ent-wurf des Nationalrates, Zweitrat)³⁶. Der Ständerat sah in seinem Gesetzesentwurf 2022 für Spei-cher- und PtG-Anlagen eine Netzentgeltbefreiung bis 2030 vor. Ab 2031 sollte die Befreiung nur

³⁴ Siehe https://www.ksdl-erdgas.ch/fileadmin/user_upload/ksdl-erdgas/Downloads/Nemo_Basisdokument_2016-2018.pdf, <https://www.bdew.de/energie/ueberarbeitung-gasbinnenmarkt-richtlinie-und-verordnung/>, eingesehen am 20.07.2023.

³⁵ Siehe <https://www.preisueberwacher.admin.ch/pue/de/home/themen/infrastruktur/gas.html>, eingesehen am 20.07.2023.

³⁶ <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/S33%20D.pdf>, eingesehen am 19.7.2023

für die Zeit gelten, während der die Anlage netzdienlich eingesetzt wird und die Energie aus erneuerbaren Quellen stammt (Art. 14 3ter rev. StromVG, Entwurf des Ständerats, Erstrat). Im Juni 2023 hat der Ständerat den Vorschlag des Nationalrates akzeptiert³⁷.

Einschätzung

Die Bedingungen, unter denen Elektrolyseure bzw. Speicher Netznutzungsentgelte zu entrichten haben, sind zentral für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren. Dazu gehören die Eigenverbrauchsregeln, die Regeln zu Tarifstrukturen sowie zu Ausnahmen von den Netznutzungsentgelten. Bei der Beurteilung der Entwicklungen sind die Auswirkungen auf die Technologieneutralität, auf die Stromnetzbelastung und den Nutzen für das gesamte Energiesystem zu beachten. Auch ist der Zusammenhang mit der Definition von grünem Wasserstoff zu beachten, bei der in der EU das zeitliche und räumliche Kriterium die Netzausbau-Frage adressieren und das theoretisch auch für die Frage herangezogen werden könnte, ob ein Netznutzungsentgelt zu entrichten ist.

Abgeltungen von Flexibilitäten und Anreize für Speicher

Die Produktion von grünem Wasserstoff wird von den Strompreisen beeinflusst. Neben den Preisbildungsregeln für den kurz- und langfristigen Strommarkt beeinflussen auch die Regeln zur Abgeltung von Flexibilitäten (z. B. Entschädigungen bei der Abregelung von Stromerzeugungsanlagen) oder die Organisation des Regelenergiemarktes die Entscheidung, ob ein Stromproduzent in einen Elektrolyseur investiert und wie ein Investor einen Elektrolyseur nutzt. In der Schweiz ist im Mantelerlass vorgesehen, dass Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber Inhaber von Flexibilitäten im Strommarkt sind und diese zur netzdienlichen Nutzung zur Verfügung stellen können. Entschädigungen für von Verteilnetzbetreibern genutzte Flexibilitäten werden über diskriminierungsfreie Verträge geregelt, die genauere Ausgestaltung ist noch zu bestimmen (Art. 17 bbis rev. StromVG, Entwurf Stände- und Nationalrat).

Die Abgeltungen beeinflussen auch die Entscheidung, in die Speicherung von Überschussstrom am Ort der Produktion zu investieren. In Verbindung mit den Regelungen zu den Netznutzungsentgelten wird dadurch die Entscheidung beeinflusst, in welcher Form die gespeicherte Energie weiterverwendet wird (Rückverstromung am Ort des Speichers oder Einspeisung/Nutzung als Molekül wie Wasserstoff).

Einschätzung

Die Marktregeln für Strom beeinflussen die Anreize zur Produktion und Speicherung von grünem Wasserstoff und die Möglichkeiten zur systemdienlichen Nutzung der H₂-Produktion.

Vergütung durch Netzbetreiber mit Abnahmeverpflichtung

Für Elektrizität aus erneuerbaren Energien und für Biogas besteht auf Basis von Art. 15 EnG 2023 eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Netzbetreiber. Für Elektrizität besteht die Abnahmeverpflichtung nur für Anlagen mit höchstens 3 MW oder einer Produktion von höchstens 5'000 MWh/a. Die Rückvergütungstarife sind aktuell sehr heterogen: Sie richten sich nach den

³⁷ Siehe <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/S33%20D.pdf>, eingesehen am 19.7.2023.

vermiedenen Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Energie bei Dritten oder den Gesteuerungskosten (Art. 15 EnG und Art. 12 EnV).

Gemäss Mantelerlass soll die Abnahmeverpflichtung zukünftig bestehen bleiben für Anlagen < 3 MW oder < 5'000 MWh/a (Art. 15 Abs. 2 rev. EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat)³⁸. Bezüglich der Ausgestaltung der Vergütung haben der Stände- und Nationalrat aktuell kleine Differenzen, jedoch soll es eine schweizweit harmonisierte Minimalvergütung geben (Art. 15 Ibis rev. EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat), die gemäss dem Ständeratsbeschluss vom Juni 2023 jedoch nur für Anlagen bis 150 kW gelten soll. Diese Vergütungsregelung soll nicht gelten, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem nach Artikel 19 teilnehmen oder Betriebskostenbeiträge nach Artikel 33a erhalten (Art. 15 Abs.4 rev. EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat).

Einschätzung

Einheitliche Vergütungssätze, die sich an einem Referenzmarktpreis orientieren, ermöglichen standortunabhängige Förderungen und verringern das Potenzial für Marktverzerrungen. Sie können jedoch mit dem jeweiligen lokalen Preisgefüge in einem Netzgebiet in Konflikt stehen. Dies könnte gelöst werden, indem nicht der jeweilige Netzbetreiber, sondern eine zentrale Stelle die Elektrizität oder Biogas abnimmt. Bezüglich Abnahmeverpflichtung stellt sich für den Gasbereich und auch für Wasserstoff die Frage, inwieweit diese mit einer Anschlusspflicht gekoppelt wird oder nicht. Im Gegensatz zum Strombereich besteht im Gasbereich 2023 keine Anschlusspflicht. Für Wasserstoff ist ausserdem zu beachten, dass bei einer Abnahmeverpflichtung aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften von Wasserstoff und Methan, technische Restriktionen zu beachten sind.

Definition Standardprodukte Grundversorgung und Mindestquoten

Jedes EVU bestimmt in der Grundversorgung Strom in Eigenregie, wie das Standardprodukt zusammengesetzt ist. Der Entwurf des Bundesrates Mitte 2021 des StromVG und EnG sah in Art. 6 StromVG eine Marktöffnung mit einer optionalen Grundversorgung vor. Gemäss Abs. 2 hätte ein schweizweites Standardstromprodukt ausschliesslich auf inländischen erneuerbaren Energien beruht. Die vom Bundesrat angestrebte vollständige (optionale) Marktöffnung wurde jedoch von den beiden Kammern in ihren Gesetzesentwürfen des Art. 6 des revidierten StromVG gestrichen, wodurch auch ein nationales Standardprodukt überflüssig wurde.

Im unregulierten Gasbereich gibt es keine Grundversorgung und ebenso keine Vorgaben bzgl. Gasqualitäten bzw. Standardprodukten. Zahlreiche Gasvertriebe haben dennoch ein Standardprodukt, das oft einen bestimmten Biogasanteil enthält. In den Eckpunkten zum Gasversorgungsgesetz vom 21.06.2023 sieht der Bundesrat die Möglichkeit vor, «Gasversorgern Mindestquoten für Gas aus erneuerbaren Quellen, einschliesslich Wasserstoff vorzuschreiben».³⁹ Damit wären die Anteile an erneuerbaren Gasen im Vertrieb unabhängig von den jeweiligen Produkten definiert.

³⁸ Siehe <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/S33%20D.pdf>, eingesehen am 19.07.2023.

³⁹ Siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>, eingesehen am 20.07.2023.

Einschätzung

Bei Vorgaben zu Produktqualitäten handelt es sich um Quotenregelungen, mit denen eine Beimischung erneuerbaren Stroms oder Gasen verbindlich vorgeschrieben wird. Ohne Grundversorgung und ohne spezialgesetzliche Marktöffnung müssten solche Regeln für alle Lieferanten gelten oder beim Verbrauch ansetzen und sind in diesem Kontext zu beurteilen (vgl. «Beimischpflicht Flugverkehr», Abschnitt 3.3.5, Seite 50). In den Eckpunkten des Bundesrats zum GasVG sind Beimischungsquoten als Option genannt. Bei Quoten sind die chemischen Unterschiede zwischen Wasserstoff und Methan (Erdgas, Biogas) zu beachten. Daraus ergeben sich technische Restriktionen der Beimischung von Wasserstoff.

Regulierung Gasnetze

Grundsätzlich ist es möglich, Wasserstoff in bestehenden Gasleitungen zu transportieren, sei es durch Beimischung zu Methan oder eine vollständige Umwidmung von Methan zu Wasserstoffleitungen. Wasserstoff kann auch durch eigens dafür gebaute Leitungen transportiert werden, die ein unabhängiges Netz neben dem Methanetz bilden oder unter bestimmten Bedingungen mit diesem verbunden sein können. Für den Gasmarkt fehlt in der Schweiz eine spezialgesetzliche Grundlage und damit gibt es auch keine Einordnung für zukünftige Regulierungen des leitungsgebundenen Wasserstofftransports, auch im Verhältnis zu aktuellen Gasleitungen.

Grundlagen für eine Einschätzung sind der Vernehmlassungsentwurf des Gasversorgungsgesetzes (GasVG) aus dem Jahr 2019 sowie die vom Bundesrat im Juni 2023 kommunizierten Eckpunkte zum GasVG im Rahmen der Veröffentlichung des Ergebnisberichtes des GasVG-Entwurfes⁴⁰. Dabei wurde auch kommuniziert, dass die Gesetzesvorlage Ende August 2024 vorliegen soll. Im erläuternden Bericht GasVG 2019 wurde explizit festgehalten, dass auch Wasserstoff unter den Begriff «Gas» falle.⁴¹ Das Thesenpapier des BFE vom September 2022 (BFE, 2022b) lässt offen, ob Methan- und Wasserstoffnetze in der Schweiz zukünftig regulatorisch gleichbehandelt werden sollen. Mit der Kommunikation der Eckwerte des GasVG hat der Bundesrat auch Prüfaufträge bezüglich Gasversorgungssicherheit verabschiedet. Einer davon betrifft die Untersuchung, welche Regeln für ein Wasserstoffnetz benötigt werden. Im Rahmen der Wasserstoffstrategie prüft das UVEK ausserdem, die Notwendigkeit von saisonalen unterirdischen Gasspeichern in der Schweiz.⁴²

Einschätzung

Bei der Regulierung von Gasnetzen ist zu beachten, dass der Erdgasverbrauch rückläufig ist, und sich der Wasserstoffmarkt im Aufbau befindet. Inwieweit zukünftig synthetisches Methan und Biogas Erdgas direkt ersetzt oder eher Wasserstoff genutzt werden wird, ist offen. Bei Regulierungen sind die jeweiligen spezifischen Risiken der verschiedenen Gasqualitäten zu berücksichtigen, so dass durch die Regulierung keine Behinderungen eines Umbaus der Energieversorgung hinsichtlich alternativer Moleküle und allen anderen CO₂-neutralen Energieträgern entstehen. Eine integrierte Planung von Methan- und Wasserstoffnetzen, auch hinsichtlich

⁴⁰ Siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>, eingesehen am 19.7.2023.

⁴¹ Eine Einordnung von Wasserstoff als neue «Gasfamilie» findet sich in der Schweiz bereits im technischen Regelwerk des SVGW (G18), siehe Abschnitt 3.3.1 des vorliegenden Berichts.

⁴² Siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>, eingesehen am 20.07.2023

Finanzierung könnte den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft stützen. Um grössere Schwankungen in den Netzentgelten in Zeiten des Rück- und Umbaus der Gasinfrastrukturen abzumildern, könnten Möglichkeit zur Glättung über die Zeit mithilfe von Deckungsdifferenzen vorgesehen werden.

3.3.5 Massnahmen zur CO₂-Reduktion

Wesentlichen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff haben Massnahmen zur Internalisierung von CO₂-Kosten. Die Massnahmen setzen bei der Verwendung von fossilen Energien an, die durch grünen Wasserstoff oder andere CO₂-freie oder CO₂-ärmere Energieträger substituiert werden können. In der Schweiz gibt es kein durchgehendes Lenkungssystem zur CO₂-Vermeidung. Neben Massnahmen, die übergreifend alle Verbrauchssektoren betreffen, gibt es die Detailregelungen für einzelne Verbrauchssektoren (Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft) zur Reduktion und Vermeidung von CO₂.

CO₂-Abgabe auf Brennstoffe

Das aktuelle CO₂-Gesetz ist bis 2024 gültig, nachdem das Stimmvolk 2021 die Revision des CO₂-Gesetzes abgelehnt hatte. Die CO₂-Abgabe, die nur für Brennstoffe gilt, wurde 2008 mit 12 CHF/t eingeführt und per 2022 wurde der Abgabensatz von 96 auf 120 CHF/t erhöht (Art. 29 CO₂-Gesetz). 2/3 der Abgabenerlöse werden an die Bevölkerung und die Wirtschaft zurückverteilt, 1/3 der Erlöse fliessen in das Gebäudeprogramm und den Technologiefonds. Von der CO₂ Abgabe befreit sind Unternehmen, welche am EHS teilnehmen oder eine Verminderungsverpflichtung eingegangen sind.⁴³ Im Anhang 7 der CO₂-Verordnung⁴⁴ sind die Tätigkeiten definiert, welche zur Teilnahme am EHS oder zur Abgabenbefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen.

Die Möglichkeit, über Verminderungsverpflichtungen eine Abgabenbefreiung zu erreichen, soll ab 2041 auslaufen (Art. 31 rev. CO₂-Gesetz, Vernehmlassungsentwurf). Die CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) soll neu im EHS angerechnet werden. Negative Emissionen sollen aber nicht im EHS, sondern als Senkenprojekt für die CO₂-Kompensation angerechnet werden.

Blick in die EU: Deutschland

Etwas Vergleichbares wie die Schweizer CO₂-Abgabe hat Deutschland 2021 mit der CO₂-Bepreisung für die Bereiche Wärme und Verkehr eingeführt.⁴⁵ Die Bepreisung startete mit der Einführung der Deutschen Emissionshandelsstelle, das nationale EHS, im Jahr 2021 mit einem Festpreis von 25 €/t CO₂ und steigt bis 2026 auf maximal 65 €/t (2022 30 €/t). Nach dieser Einführungsphase sollen die Verschmutzungsrechte versteigert werden. Da die EU ab 2027 das ETS II einführt will Deutschland die nationale CO₂-Bepreisung in das ETS II überführen.

Ende 2021 ging die Revision des CO₂-Gesetzes in die Vernehmlassung.⁴⁶ Die Vorlage soll 2025 in Kraft treten. Die CO₂-Abgabe von 120 CHF/t soll bestehen bleiben und es soll keine weiteren

⁴³ Siehe <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/publikationen-studien/publikationen/CO2-abgabe-befreiung-ohne-emissionshandel.html>, eingesehen am 30.05.2023.

⁴⁴ Siehe https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2012/856/de#annex_7, eingesehen am 7.7.2023.

⁴⁵ Siehe <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/eu-emissionshandel-1684508> eingesehen am 7.7.2023.

⁴⁶ Vernehmlassungsentwurf verfügbar unter https://www.fedlex.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2021/123/cons_1/doc_1/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-dl-proj-2021-123-cons_1-doc_1-de-pdf-a.pdf, eingesehen am 7.7.2023.

Abgaben geben. Stattdessen sind Förderungen für Gebäudesanierungen, Heizungsersatz, Ladestationen, Elektrifizierung von Busflotten und zu Risikoabsicherung beim Ausbau von Fernwärmenetzen vorgesehen. Bis 2030 sollen maximal 50 % der Abgabenerlöse in diese Klimaschutzmassnahmen fliessen, ab 2031 nur noch 1/3 (Art. 33a rev. CO₂-Gesetz, Vernehmlassungsentwurf).

Von der CO₂ Abgabe bis 2041 befreit sollen weiterhin Unternehmen sein, welche am EHS teilnehmen oder eine Verminderungsverpflichtung eingegangen sind. Mit Inkrafttreten des revidierten CO₂-Gesetzes soll zukünftig Anlagenbetreibern aus allen Wirtschaftszweigen die Möglichkeit offenstehen, über Verminderungsverpflichtungen eine Abgabenbefreiung zu erreichen (Art. 31 rev. CO₂-Gesetz, Vernehmlassungsentwurf)

Einschätzung

Die CO₂-Abgabe war bisher ein erfolgreiches und marktnahes Instrument zur Lenkung des Verbrauchs von fossilen Brennstoffen. Die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie wurde über die Abgabenbefreiung bei Teilnahme am EHS oder über Verminderungsverpflichtungen sichergestellt. Künftig muss darauf geachtet werden, dass die Abgabenerhebung und die Befreiungen von der Abgabe im Einklang mit der künftigen Ausweitung des EHS in der EU sowie der geplanten Einführung des CO₂-Grenzausgleichmechanismus (CBAM) ist.

Aus ökonomischer Sicht sollte für eine kosteneffiziente Zielerreichung CO₂ möglichst einheitlich bepreist sein. Die CO₂-Abgabe oder/und EHS sollten also möglichst auf alle CO₂ verursachenden Aktivität ausgerollt und die Systeme zusammengeführt werden. Nach Ablehnung des CO₂-Gesetzes im Jahr 2021 wird politisch auf Förderungen gesetzt und weniger auf Lenkungssysteme, was ökonomisch nicht optimal ist. Es ist zu erwarten, dass diese politische Grundtendenz auch die Überlegungen zum Förderrahmen von Wasserstoff beeinflusst.

Die CO₂-Abgaben Rückerstattung im Gegenzug für Verminderungsverpflichtungen ist mit Blick auf die Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff kritisch zu betrachten: Ein Unternehmen welches seine CO₂-Abgaben rückerstattet bekommt hat keinen Anreiz auf einen CO₂-freien Energieträger zu setzen, da die Verminderungsverpflichtung (im Rahmen der Zielvereinbarungen mit Bund und Kanton) bestehen bleibt, jedoch der Businesscase durch die Einnahme von Rückerstattungen wegfällt. Das Unternehmen hat also einen Anreiz Energie zu sparen (um den Einsparverpflichtungen nachzukommen), aber günstige fossile Energieträger zu nutzen.

Emissionshandelssystem (EHS) für grosse treibhausgasintensive Anlagenbetreiber

Grosse Industrieanlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW sind zur Teilnahme am EHS verpflichtet (Art. 40 und Anhang 6 CO₂-Verordnung). Falls sie weniger als 25'000 t CO₂-eq ausstossen, können sie auf Gesuch hin ausgenommen werden (Art 41 CO₂-Verordnung). Mittlere Anlagen (10-20 MW) können sich freiwillig ins EHS einbinden lassen (Art. 42 CO₂-Verordnung). Kleinere und mittlere Anlagen können eine Verminderungsverpflichtung abschliessen. Seit 2020 ist das Treibhausgasemissionshandelssystem der Schweiz mit demjenigen der EU (EU-EHS) gekoppelt.

Blick in die EU: Emissionshandelssystem der EU (EU-ETS, siehe BMWK, 2022)

Bestehender Emissionshandel I

Im EU-Emissionshandelssystem (ETS-I) soll gemäss «Fit für 55» die Menge der CO₂-Zertifikate – die Emissionsrechte – bis 2030 im Vergleich zu 2005 schrittweise um 61 Prozent gesenkt werden (bisher 43 %). Für den Luftfahrtbereich und für bestimmte Industriesektoren soll die kostenlose

Zuteilung von Zertifikaten stufenweise auslaufen. Somit deckt der ETS-I dann fast die Hälfte aller europäischen Treibhausgasemissionen ab.

Neuer Emissionshandel II

In der EU soll neben dem bestehenden ETS-I ein neues separates Emissionshandelssystem für Gebäude und den Strassenverkehr geschaffen werden, das EU-ETS II. Dieses neue ETS-II sieht ab 2027 europaweit CO₂-Emissionsrechte für Treib- und Brennstoffe vor, um damit die wesentlich klimafreundlicheren erneuerbaren Energien besserzustellen. Das Ziel ist es, die hierbei erfassten Emissionen bis 2030 um 43 % im Vergleich zu 2005 zu reduzieren. Kostenlose Emissionsrechte sind nicht vorgesehen, jedoch soll der Preis bis 2030 möglichst nicht über 50 €/t liegen.⁴⁷

Der Bundesrat (2023, S. 3) beabsichtigt die von der EU beschlossene Weiterentwicklung des EU-EHS im CH-EHS umzusetzen. Denn nur durch die Weiterentwicklung des CH-EHS im Gleichschritt mit der EU bleibt Sie von der EU-CBAM-Abgabepflicht ausgenommen.

Einschätzung

Das EHS ist prinzipiell ein marktbasierendes Instrument. Die Verknüpfung des EHS der Schweiz mit demjenigen der EU erhöht die Liquidität und sorgt für gleich lange Spiesse in Europa für diejenigen Unternehmen, welche dem EHS unterstellt sind. Das EHS-Abkommen bedingt jedoch, dass das EU-EHS und das CH-EHS gleichwertig ausgestaltet sind, daher sollte wie vom Bundesrat beabsichtigt die Weiterentwicklung des EU-EHS auch im CH-EHS umgesetzt werden. Dadurch wird der Marktzugang von CH-Unternehmen erleichtert, da sie damit ausgenommen werden von dem von der EU graduell eingeführten CBAM.

Ohne Ausnahmeregelungen wäre das EHS noch zielgerichteter, aufgrund von möglichen Wettbewerbsnachteilen ist dies jedoch national kaum realisierbar. Im Inland können Wettbewerbsnachteile durch einen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus behoben werden, bei Exportprodukten ist die Wettbewerbsfähigkeit dann jedoch von den unterschiedlichen CO₂-Bepreisungen und den Grenzausgleichsmechanismen abhängig. Bei Kompatibilität des EHS-Systems mit der EU, bei der auch der CBAM übernommen wird, wäre ein Grenzausgleich nur noch gegenüber nicht-EU-Handelspartnern zu erwägen.

CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM)

Der Grenzausgleichsmechanismus soll verhindern, dass die für inländische Industriesektoren geltenden Massnahmen zur Internalisierung von CO₂-Kosten durch Verlagerung der Produktion in Länder, in denen weniger strenge Auflagen gelten, oder durch Importe CO₂-intensiver Produkte ausgehebelt werden. Die EU ist Punkto CBAM Vorreiterin und beginnt mit der schrittweisen Abgabepflicht für die Sektoren Zement, Strom, Eisen und Stahl, Aluminium, Dünger und Wasserstoff ab 2026. Die volle CBAM-Abgabe ist erst ab 2034 fällig für Importe aus Ländern, welche CO₂-Emissionen nicht im ähnlichen Ausmass wie die EU bepreisen. Waren, die ihren Ursprung in der Schweiz, Lichtenstein, Norwegen oder Island haben, werden wegen der Teilnahme dieser Staaten am EU-ETS bzw. wegen der Verknüpfung der nationalen EHS wie dem CH-EHS mit dem EU-ETS von der CBAM-Abgabepflicht ausgenommen. Die CBAM Abgabepflichtbefreiung von Schweizer Exporten in die EU wird jedoch nur gewährt, solange die Emissionshandelssysteme

⁴⁷ Siehe <https://www.bundestag.de/resource/blob/935752/11ab46422ea31a5a3195319d5fa05f4d/WD-8-001-23-pdf-data.pdf>, eingesehen am 7.7.2023.

der EU und der Schweiz gleichwertig ausgestaltet sind. Der Bundesrat beabsichtigt deshalb, die von der EU beschlossene Weiterentwicklung des EU-ETS im CH-EHS umzusetzen.

Der Bundesrat empfiehlt aktuell von der Einführung eines CBAM in der Schweiz abzusehen (Schweizerischer Bundesrat, 2023) in seiner Antwort auf das Postulat 20.3933 (Parlamentarische Initiative 21.432, Motion 21.3602). Mit dem Beginn der CBAM-Abgabepflicht in der EU 2026 soll jedoch erneut möglicher Handlungsbedarf überprüft werden. Die vom EU-CBAM gedeckten Sektoren (Zement, Strom, Eisen und Stahl, Aluminium, Dünger und Wasserstoff) trügen weniger als 1% zur Wertschöpfung der Schweiz bei, wobei über 80% des Handels in diesen Sektoren mit der EU stattfindet. Aktuell sprechen aus Sicht des Bundesrats die aussenwirtschaftlichen, rechtlichen und regulatorischen Unwägbarkeiten gegen die Einführung eines CBAM in der Schweiz. Der Vollzugsaufwand wäre mit 5-10 Mio. CHF pro Jahr erheblich, auch falls die Schweiz an die CBAM-Infrastrukturen der EU andocken könnte, was aktuell jedoch noch nicht mit der EU diskutiert wurde. Hingegen ist die volkswirtschaftliche Bedeutung der betroffenen Sektoren eher gering.

Blick in die EU

Die G7 haben am 12.12.2022 den Klima-Klub gegründet, der 2023 weitere Staaten aufgenommen hat. Das Ziel dabei ist die Dekarbonisierung voranzutreiben, ohne dass die Industrie aufgrund von CO₂-Kosten abwandert (Carbon-Leakage).⁴⁸

Ab dem Jahr 2023 wird deshalb – mit einer Übergangsphase von drei Jahren – ein CO₂-Grenzausgleichsmechanismus in der EU eingeführt («Carbon Border Adjustment Mechanism», CBAM). Der Mechanismus soll einen Ausgleich für europäische Unternehmen schaffen, die dem EU-Emissionshandel unterliegen, gegenüber Unternehmen aus anderen Wirtschaftsräumen (BMWK, 2022). Zuerst wird ab Oktober 2023 mit dem Reporting begonnen, und der Grenzausgleichsmechanismus dann graduell eingeführt, während dem parallel die freie Allokation von Emissionsrechten im EHS abgebaut wird.⁴⁹ Der Abgabepreis orientiert sich am EU-ETS Preis und wird gewichtet mit dem Anteil der nicht gratis zugeteilten Emissionszertifikate der betroffenen Sektoren, wobei ein allfälliger bezahlter CO₂-Preis im Ursprungsland der Ware angerechnet wird. Die betroffenen Sektoren sind Zement, Strom, Eisen, Stahl, Aluminium, Dünger und Wasserstoff. Die CBAM-Abgabepflicht beginnt 2026 und der CBAM ist bis 2030 zu rund 50 % umgesetzt, da zu diesem Zeitpunkt Importeure 48.5 % der eigentlich fälligen CBAM-Abgabe bezahlen müssen. Zu 2030 werden in der EU immer noch mehr als die Hälfte der Emissionszertifikate gratis an die betroffenen Sektoren abgegeben. Erst ab 2034 ist die volle CBAM-Abgabe fällig (Schweizerischer Bundesrat, 2023).

Die Schweiz wartet aktuell aufgrund der Kosten-Nutzen-Überlegungen mit der Einführung eines CBAM ab, auch wenn dieser ab Herbst 2023 in der EU eingeführt wird. Der Bundesrat will 2026 erneut den Handlungsbedarf hinsichtlich des CBAM prüfen.

Einschätzung

Wasserstoff verursacht bei der Verwendung keine CO₂-Emissionen, jedoch kann der Wasserstoff je nach Produktionsart (vgl. Wasserstofffarben) mit einem sehr unterschiedlichen CO₂-

⁴⁸ Siehe <https://www.handelsblatt.com/politik/international/klimaschutz-g7-staaten-gruenden-klimaclub/28863074.html>, eingesehen am 7.7.2023.

⁴⁹ Siehe <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/13/eu-climate-action-provisional-agreement-reached-on-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam/>, eingesehen am 13.12.2022.

Fussabdruck belastet sein. Damit die inländische Wasserstoffproduktion nicht benachteiligt wird und es nicht zu CO₂-Leakage oder gar einem crowding-out von grünem Wasserstoff kommt, braucht es mit Blick auf Wasserstoff einen Grenzausgleichsmechanismus für Wasserstoffimporte mit Ursprungsländern ausserhalb der EU, insofern diese Importe nicht bereits unter den EU-CBAM fallen.

Aktuell wertmässig relevante CBAM-Waren gemäss der EU-CBAM-Verordnung importiert und exportiert die Schweiz in den Branchen Eisen und Stahl sowie Aluminium, wobei über 80% der Warenimporte und -exporte mit der EU stattfinden (Schweizerischer Bundesrat, 2023, S. 33). Daher besteht kein volkswirtschaftlicher Druck, einen schweizerischen CBAM einzuführen, vielmehr zentral ist die CBAM-Abgabenbefreiung, welche an die Gleichwertigkeit der EHS geknüpft ist. Mit Blick auf den anstehenden Wasserstoffhochlauf ist es aber sinnvoll, dass die Schweiz künftig erneut allfälligen Handlungsbedarf evaluiert. Bei dieser Evaluation sind auch Definitionen und Abgrenzungen zu berücksichtigen, wie beispielsweise die Definition von erneuerbarem Wasserstoff in der EU.

Abgaben und Steuern im Verkehr (Mobilität)

Die Mineralölsteuer auf Benzin und Diesel liegt 2023 bei rund 80 Rp/L (79.6 und 76.8 Rp/L) und für Heizöl extraleicht bei 0.3 Rp/L⁵⁰. Der Mineralölsteuerzuschlag wird nur auf Treibstoffen erhoben und beträgt für Benzin und Diesel 31.5 Rp/L. Biogene Treibstoffe können auf Gesuch hin von der Mineralölsteuer und dem Mineralölsteuerzuschlag befreit werden (MinöStV Abschnitt 1a «Biogene Treibstoffe»⁵¹). Während der Mineralölsteuerzuschlag zu 100 % zweckgebunden für Aufgaben im Zusammenhang mit dem Strassen- resp. Luftverkehr ist, beträgt die zweckgebundene Verwendung der Mineralölsteuer auf Treibstoffen rund 60 %.

Für den Gütertransport mit mehr als 3.5 t Gesamtgewicht wird zusätzlich die Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe (LSVA) erhoben, welche nach Emissionsnorm differenziert ist und zwischen 2.3 und 3.1 Rp/tkm beträgt, geregelt in der Schwerverkehrsabgabenverordnung (SVAV).

Die LSVA Befreiung für Elektro- und Wasserstofffahrzeuge soll gemäss dem Vernehmlassungsentwurf des CO₂-Gesetzes bis 2030 befristet werden, festzulegen im Schwerverkehrsabgabengesetz (SVAG).

Einschätzung

Die LSVA Befreiung für Elektro- und Wasserstofffahrzeuge begünstigt den Hochlauf dieser alternativen Antriebe. Da die Befreiung befristet ist, ergibt sich eine dämpfende Wirkung. Die Befristung eröffnet andererseits Möglichkeiten zur Anpassung des Fördersystems an zukünftige Entwicklungen. Zu berücksichtigen ist, welchen Zweck die Abgabe dient und ob die Abgabenbelastung im Gesamtsystem kohärent ist.

⁵⁰ Siehe <https://www.bazg.admin.ch/bazg/de/home/informationen-firmen/inland-abgaben/mineraloelsteuer.html>, eingesehen am 7.7.2023

⁵¹ Siehe https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1996/3393_3393_3393/de#chap_2/sec_1_a, eingesehen am 7.7.2023.

CO₂-Emissionsvorschriften für Neufahrzeuge und Beimischpflicht der Treibstoffimporteure

Importeure von Fahrzeugen müssen für die importierten Fahrzeuge Emissionsvorschriften erfüllen, die sich auf den Durchschnitt ihres Fahrzeugmixes beziehen (Art. 10 CO₂-Gesetz). Für Treibstoffimporteure gibt es eine Kompensationspflicht für einen Teil der CO₂-Emissionen. Der Bundesrat setzt den Kompensationssatz zwischen 5 und 40 Prozent fest und bestimmt den Inlandanteil, wobei der Kompensationsaufschlag maximal 5 Rappen pro Liter betragen kann (Art. 26 CO₂-Gesetz).

Blick in die EU

Ab 2030 müssen Hersteller von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen anspruchsvollere CO₂-Flottengrenzwerte erfüllen. Im Jahr 2035 beträgt die Minderung sowohl bei Pkw als auch bei leichten Nutzfahrzeugen 100 %. Dies soll den Hochlauf der E-Mobilität fördern (BMWK, 2022).

Treibstoffimporteure sollen direkt verpflichtet werden 5 bis 10 Prozent der CO₂-Emissionen im Verkehr über die Beimischung von erneuerbaren Treibstoffen zu vermindern (Art. 13b Abs. 2 rev. CO₂-Gesetz, Vernehmlassungsentwurf). Dies ermöglicht auch die Zulassung von nach Art. 30 der EU-Richtlinie 2011/2001 massenbilanzierten erneuerbaren Treibstoffen.

Der Kompensationssatz soll neu vom Bundesrat zwischen 5 und 90 Prozent festgelegt werden können (Art. 26 Abs. 2 rev. CO₂-Gesetz, Vernehmlassungsentwurf), wobei der Kompensationsaufschlag weiterhin max. 5 Rappen pro Liter beträgt. Im Verkehrsbereich sollen die Emissionsvorschriften für Fahrzeuge im Gleichschritt mit der EU-Gesetzgebung verschärft werden (Art. 10 Abs. 2bis rev. CO₂-Gesetz, Vernehmlassungsentwurf).

Einschätzung

Eine Lenkungswirkung soll vorwiegend über Emissionsvorschriften erzielt werden.

Die vorgesehene Beimischpflicht von erneuerbaren Treibstoffen, worunter auch synthetische Treibstoffe fallen, stärkt beim weltweiten Wasserstoffhochlauf die Nachfrageseite indirekt über die Nachfrage nach flüssigen Derivaten. Ein direkterer Anreiz für die Nutzung von Wasserstoff in der Mobilität, wie den elektrischen Antrieb via Brennstoffzellen, entsteht durch die Emissionsvorschriften.

Beimischpflicht Flugverkehr

Für Flugtreibstoffe gibt es bisher keine Beimischpflicht von erneuerbaren und Treibstoffen. Flugtreibstoffe sind von der MinÖSt befreit. Die Einführung einer Flugticketabgabe wurde mit der Ablehnung des CO₂-Gesetzes Mitte 2021 abgelehnt.

Blick in die EU

Die Europäische Kommission legte einen Verordnungsentwurf (ReFuelEU) vor, der den Hochlauf an nachhaltigen Flugkraftstoffen (Sustainable Aviation Fuel, SAF) für die europäische Luftfahrt vorantreiben soll. Die SAFs sollen über das Instrument der Quote eingefügt werden. Zunächst liegt die Beimischungsquote bis 2025 bei 2 %. Ab 2030 beträgt sie 5 % und mit Zwischenschritten bis 2050 63 %, davon mindestens 28 % synthetische Flugkraftstoffe (Europäische Kommission, 2021b).

Mit dem revidierten CO₂-Gesetz soll eine Beimischungsquote erneuerbarer Flugtreibstoffe für Anbieter von Flugtreibstoffen eingeführt werden, welche durch den Bundesrat festgelegt wird. Dabei berücksichtigt er internationale Entwicklungen und Regelungen, insbesondere in der EU⁵² (Art. 13d rev. CO₂-Gesetz, Vernehmlassungsentwurf).

Einschätzung

Die vorgesehene Beimischungspflicht von erneuerbaren Treibstoffen im Flugverkehr stärkt beim weltweiten Wasserstoffhochlauf die Nachfrageseite indirekt über die Nachfrage nach flüssigen Derivaten. Die Bestrebungen der EU zu Beimischungsquoten sind zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen zu beachten. Das Vorgehen in der Schweiz weicht von der ReFuelEU Aviation-Initiative insofern ab, als dass sich die Beimischungsquote an Anbieter von Flugtreibstoffen richtet und nicht an die Betreiber der Luftfahrzeuge, welche viel zahlreicher sind (BAFU, 2021).

Gebäudeprogramme

Im Bereich der Gebäude liegt der politische Fokus auf Sanierungen und Heizungsersatz. Die Wärmestrategie des BFE von 2023 sieht für Raumwärme vor, Elektrizität (Wärmepumpen) oder Wärmenetze zu nutzen. Erneuerbare Gase inkl. Wasserstoff sind nicht für den direkten Einsatz zum Heizen im Gebäude vorgesehen. Zuständig für den Gebäudebereich sind die Kantone (Bundesverfassung, Artikel 89, Absatz 4), so dass den Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich» (MuKE_n) und den Zielen und Leitlinien der Kantone eine wichtige Rolle zukommt.⁵³ Das BFE hat in seiner Vision zum Gebäudepark 2022 die diversen Schwerpunkte im Gebäudebereich festgehalten, zu denen der Bund die Kantone unterstützt. Dazu gehört die Teilzweckbindung aus der CO₂-Steuer, aber auch Labels und Standards wie Minergie, GEAK oder 2000-Watt-Areal. Gemäss revidiertem CO₂-Gesetz wird ab 2025 ein Teil des Ertrags aus der CO₂-Abgabe für die Reduktion der CO₂-Emissionen bei Gebäuden verwendet. Zu diesem Zweck kann der Bund den Kantonen auch Globalbeiträge gewähren, z. B. für Abwärmenutzung (Art. 33a und Art. 34 rev. CO₂-Gesetz).

Im Gegenentwurf zur Gletscherinitiative ist vorgesehen über ein 10-jähriges Impulsprogramm jährlich 200 Mio. CHF für Heizungsersatz und Sanierungen (Art. 50a rev. KIG⁵⁴, aufgrund des Gegenentwurfs zur Gletscherinitiative) zur Verfügung zu stellen.

Einschätzung

Im Bereich Raumwärme und Gebäude sind die Ziele und der aktuelle Förderrahmen durch die MuKE_n der Kantone geprägt. Wasserstoff ist weder vom Bund im Gebäudebereich durch das BFE noch von den Kantonen als Lösung für die Dekarbonisierung vorgesehen und wird entsprechend nicht gefördert. Auch wenn der direkte Einsatz von Wasserstoff aus heutiger Sicht aus Gründen der Energieeffizienz im Wärmebereich nicht sinnvoll erscheint, ist sein Einsatz

⁵² In der EU werden vom Parlament Beimischungsquoten nachhaltiger Kraftstoffe angestrebt, die gemessen in Volumenanteilen von 2025 2 % bis 2050 auf 85 % steigen sollen. Die Quoten, die von der EU-Kommission vorgesehen waren, lagen 2050 bei 63 %. Vgl. <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20220701IPR34357/fit-for-55-parlament-dringt-auf-umweltfreundlichere-flugkraftstoffe>, eingesehen am 6.2.2023.

⁵³ Stand der Umsetzung der MuKE_n: Siehe <https://www.endk.ch/de/energiepolitik-der-kantone/muken>, eingesehen am 25.5.2023.

⁵⁴ Siehe <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/2403/de>, eingesehen am 6.12.2022.

in energieplanerischen Mangelgebieten wie Altstädten, in denen bisher keine realistische Alternative durch Fernwärme oder Wärmepumpen bestehen, nicht auszuschliessen. Zu beachten ist auch, dass während einer Übergangszeit die Verfügbarkeit von Wärmepumpen und die Belastung der Stromnetze eine Herausforderung darstellen kann. Technologieoffenheit ist vor diesem Hintergrund nützlich.

3.3.6 Fördermassnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien

Fördermassnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien können direkt oder indirekt den Markthochlauf von Wasserstoff beeinflussen. Die aktuell in der Schweiz eingesetzten Förderinstrumente zum Ausbau erneuerbarer Energien betreffen grossmehrheitlich die Stromproduktion. Dies wirkt sich auf die Möglichkeiten und die Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff aus (indirekter Effekt). Eine direkte Förderung von erneuerbaren Gasen und damit Wasserstoff auf gesetzlicher Basis wird in der Schweiz mit dem revidierten CO₂-Gesetz möglich.

Blick in die EU

Im Dezember 2020 haben 22 EU-Mitgliedsstaaten und Norwegen ein Manifest unterschrieben, dass wichtige Projekte von gemeinsamen Europäischen Interesse (**Important projects of common European interest, IPCEIs**) unterstützt. Die Projekte sollen die gesamte Wertschöpfungskette von Wasserstoff abdecken. Die Projekte durchlaufen eine nationale Vorauswahl (durch die Mitgliedsländer) und werden anschliessend durch die EU-Kommission als staatliche Beihilfen genehmigt. Die Kriterien, die ein IPCEI-Projekt erfüllen muss, sind Folgende (Europäische Kommission, 2022a):

- Einen wesentlichen Beitrag zu strategischen EU-Zielen leisten
- Mehrere EU-Länder einbeziehen
- Eine private Finanzierung durch die Begünstigten beinhalten
- Positive übergreifende Effekte in der gesamten EU erzeugen

Der RePowerEU Plan verpflichtet auch dazu IPCEI Projekte zum Thema Wasserstoff zu genehmigen. Bereits im Juli 2022 wurden 41 Projekte unter der Bezeichnung «IPCEI Hy2Tech» genehmigt. Diese Projekte zielen auf die Entwicklung innovativer Technologien für die Wasserstoff-Wertschöpfungskette zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen und des Mobilitätssektors ab, wobei der Schwerpunkt auf den Endnutzern liegt. Im September wurde «IPCEI Hy2Use» genehmigt, es ergänzt «IPCEI Hy2Tech» und den Aufbau von Wasserstoff-Infrastrukturen (Europäische Kommission, 2023d).

Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Zur Förderung der einheimischen Stromproduktion auf Basis neuer erneuerbarer Energiequellen wurde in der Schweiz auf Basis des EnG von 2009 die kostendeckende Einspeisevergütung genutzt. Die Fördersätze variierten dabei je nach Typ der Produktion und im Zeitablauf. Die KEV läuft seit 2022 aus, d. h. es werden keine neuen Anlagen mehr auf die Warteliste gesetzt. Als Ersatz dienen Einmalvergütungen, welche je nach Technologie (PV, Wasserkraft, Biomasse) und Konstellation maximal 20 % bis 60 % der Investitionskosten abdecken (Art. 25 -27 EnG Stand vom 1. Oktober 2022). Mit der Annahme der parlamentarischen Initiative 19.443 hat das Parlament 2021 entschieden, gewisse Teile aus dem Mantelerlass vorzuziehen, womit folgende Verordnungsänderungen vom 23.11.2022 auf den 1. Januar 2023 in Kraft traten⁵⁵: PV-Anlagen ohne

⁵⁵ Siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-91862.html>, eingesehen am 7.7.2023.

Eigenverbrauch erhalten einen höheren Investitionsbeitrag von max. 60 % (Art. 25 Abs. 3 EnG, Stand 23.11.2022). Für grosse PV-Anlagen werden neu Auktionen eingeführt, wobei es einen Bonus für Stromproduktion im Winter gibt (Art. 25a EnG, Stand 23.11.2022). Die Investitionsbeiträge für Anlagen zur Stromproduktion aus Wasserkraft, Wind, Geothermie und Biomasse betragen neu maximal 60 % der anrechenbaren Investitionskosten. Die Investitionskosten umfassen je nach Anlagentyp dabei nur einen Teil der tatsächlichen Investitionssummen, so dass je nach Anlage der geförderte Anteil geringer ausfällt. Neu werden alle Biomassenanlagen gefördert und auch für den Bau von Geothermieanlagen gibt es Investitionsbeiträge (Art. 26 - 27 EnG, Stand 23.11.2022).

Zukünftig soll es weiterhin Investitionsbeiträge geben, sowie die Möglichkeit einer gleitenden Marktprämie (Art. 29a und 29b rev. EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat). Letztere soll die Differenz zwischen Marktpreis und Gestehungskosten ausgleichen, und orientiert sich im Gegensatz zur herkömmlichen KEV flexibel an den geltenden Marktpreisen.

Einschätzung

Durch die ausgebauten und umgestalteten Förderungen soll der EE-Zubau beschleunigt werden. Im Bereich der PV-Anlagen sollen Anreize geschaffen werden, diese nicht ausschliesslich für den Eigenverbrauch zu optimieren, was Möglichkeiten für die Wasserstoffproduktion eröffnet. Grundsätzlich ist eine Förderung mit Einmalzahlungen und der Möglichkeit zu Auktionen gegenüber der KEV marktorientierter gestaltet. Bei der gleitenden Marktprämie hängt die Anreizwirkung von der konkreten Berechnungsmethode des Referenzmarktpreises ab, z. B. ob die Anlage auf Einspeisung im Sommer oder Winter optimiert wird. Damit wird beeinflusst, inwieweit kurz oder längerfristige Speicher (z. B. H₂) mit der Anlage gekoppelt werden. Solche Ansätze sind grundsätzlich nutzbar, um Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen, ohne auf die Anreizwirkung von Marktsignalen zu verzichten. Im Prinzip handelt es sich um Differenzverträge, die auch für den Wasserstoffmarkt gestaltet werden könnten.

Förderung der Einspeisung erneuerbarer Gase

Im Gegensatz zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen gibt es für erneuerbare Gase bis 2024 keinen gesetzlich abgestützten Förderrahmen. Aktuell fördert lediglich der VSG erneuerbare Gase über seinen Biogasfonds, indem er Investitionsbeiträge spricht und über einen Zeitraum von 3 Jahren begrenzte Einspeisebeiträge für Produzenten und Netzbetreiber bereitstellt.⁵⁶ Im Zuge der Vernehmlassung zum CO₂-Gesetz wurde ein gesetzlich abgestützter Förderrahmen für erneuerbare Gase gefordert.⁵⁷ Daraufhin wurde die Möglichkeit der Förderung von «neuen Anlagen zur Produktion erneuerbarer Gase, vorrangig von solchen, die Gas ins Netz einspeisen» in Art. 34a des revidierten CO₂-Gesetzes vorgesehen, das ab 2025 die heutigen Regelungen ablösen soll. Solche Förderungen können längstens bis 2035 gewährt werden und werden aus der CO₂-Abgabe finanziert. Vorgesehen sind Förderungen mittels Investitionsbeiträgen. Anlagen zur Energiegewinnung (Gasgewinnung aus Biomasse) sollen dabei Vorrang vor Anlagen haben, in denen Energie umgewandelt wird.⁵⁸ Zu den letzteren gehören die Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff aus Strom.

⁵⁶ Siehe <https://gazenergie.ch/de/energiezukunft/erneuerbare-gase/foerderprogramm-und-anforderungen/>, eingesehen am 2.6.2023.

⁵⁷ Siehe www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/73141.pdf, eingesehen am 25.5.2023.

⁵⁸ Siehe www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/73140.pdf, eingesehen am 25.5.2023.

Einschätzung

Mit der im revidierten CO₂-Gesetz vorgesehene Möglichkeit zur Förderung erneuerbare Gase steht ein Förderinstrument zur Verfügung, das einer Verzerrung der Energieförderung zu Gunsten von Elektrizität entgegenwirkt. Wie stark der Effekt ausfällt und ob das Instrument in der Praxis auch für Wasserstoffeinspeisungen relevant sein wird, wird von der konkreten Ausgestaltung abhängen und vom Umgang mit den im Gesetzentwurf vorgesehenen Vorrangregeln. Für den Wasserstoffhochlauf ist die Förderung von Biogas als alternatives CO₂-neutrales Gas indirekt von Bedeutung.

Massnahmen Winterversorgung: Speicherkraftwerke, PV

Im Dezember 2021 wurden in der gemeinsamen Erklärung des «Runden Tisches Wasserraft» 15 Projekte für Speicherwasserkraft identifiziert, die bis zum Jahr 2040 eine Stromproduktion von 2 TWh erreichen sollen.⁵⁹ Durch die in der Herbstsession 2022 beschlossenen dringlichen Massnahmen⁶⁰, wurden Grundlagen für die schnelle Realisierung von PV-Grossanlagen mit einem hohen Anteil von Winterstromproduktion geschaffen. Die Massnahmen gelten, bis deren jährliche Gesamtproduktion maximal 2 TWh beträgt (Art. 71a Abs. 1 und 2 EnG). Anlagen, die bis Ende 2025 Elektrizität ins Stromnetz einspeisen, erhalten zudem Investitionsbeiträge in Höhe von maximal 60 % (Art. 71a Abs. 4 EnG). Zudem wird die Sonnenergienutzung bei Gebäuden und Infrastrukturen des Bundes forciert (Art. 45a und 45b EnG). Mit einem «Grimsel-Paragraf» soll zudem die Erhöhung der Grimsel Staumauer ermöglicht werden (Art. 71b EnG).

Der Ständerat hat in der Herbstsession einen Importrichtwert von netto 5 TWh im Winterhalbjahr vorgeschlagen und der Nationalrat hat diesen Richtwert als 20 % des Stromendverbrauches definiert (Art. 2 Abs. 2bis rev EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat). Stromversorgungsanlagen sollen zudem als nationales Interesse deklariert werden, wenn sie einen wesentlichen Beitrag zu den ambitionierten Ausbauzielen leisten (Art. 13 rev. EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat). Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (dazu gehören auch Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen) sind ab einer bestimmten Grösse von nationalem Interesse, welches insbesondere Art. 6 Abs. 2 des NHG entspricht (Art. 12 rev EnG, Entwurf Stände- und Nationalrat). Zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter soll bis 2040 ein Zubau von EE von mindestens 6 TWh realisiert und unterstützt werden, wovon 2 TWh sicher abrufbar sein müssen. Für die entsprechenden Anlagen gilt der Bedarf als ausgewiesen, gilt die Standortgebundenheit und das Interesse an ihrer Realisierung geht anderen Interessen grundsätzlich vor (Art. 9bis rev. StromVG, Entwurf Stände- und Nationalrat). Für neue oder erweiterte Pumpspeicherwerke können anstelle der gleitenden Marktprämie Investitionsbeiträge von bis zu 60 % der Investitionskosten vorgesehen werden.

Einschätzung

Mit einem raschen PV-Ausbau könnte im Sommer Überschussstrom für die Wasserstoffproduktion zur Verfügung stehen. Aus Sicht der Saisonalitätsherausforderung in der Energiever-

⁵⁹ Siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-86432.html>, eingesehen am 10.1.2023.

⁶⁰ Die Massnahmen traten per 1. Oktober 2022 in Kraft. Ein allfälliges fakultatives Referendum dagegen ist nur nachträglich möglich. Siehe https://www.fedlex.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2021/123/cons_1/doc_1/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-dl-proj-2021-123-cons_1-doc_1-de-pdf-a.pdf, eingesehen am 7.7.2023.

sorgung sinkt mit der Grösse der strombasierten Winterversorgung tendenziell der Wasserstoffbedarf. Überschussstrom im Sommer und Stromknappheit im Winter ist für die nationale Wasserstoffproduktion insbesondere dann interessant, wenn er in grösseren Mengen so gespeichert werden kann, dass die Schweiz darauf zugreifen kann.

Absicherung von Risiken

Mit dem revidierten CO₂-Gesetz soll zukünftig ein Technologiefonds zur Finanzierung von Bürgschaften und zur Absicherung von Risiken bereitgestellt werden (Art. 35 Abs. 1 und 5 rev. CO₂-Gesetz). Explizit genannt sind in Abs. 5 die Risiken von Investitionen «in den Neu- und Ausbau thermischer Netze und der dazugehörigen Wärmeerzeugungsanlagen [...], die mit erneuerbaren Energien und Abwärme gespeist werden».

Einschätzung

Massnahmen zur Risikoreduktion, z. B. via Bürgschaften können den Einsatz neuer Technologien begünstigen. Entscheidend sind die Auswahlkriterien, nach denen förderungswürdige Projekte ausgewählt werden.

3.4 Weitere Rahmenbedingungen

3.4.1 Beziehungen zur EU

Wie auch bei anderen Energieträgern ist die Schweiz im Bereich Wasserstoff mit der EU vernetzt. Um zukünftig bei Bedarf grosse Wasserstoffmengen importieren zu können, ist eine Anbindung der Schweizer Infrastruktur an den geplanten European Hydrogen Backbone erforderlich. Ob und wann die Schweiz darin eingebunden sein wird, hängt nicht nur von technischen und wirtschaftlichen Kriterien ab, sondern vor allem auch von den politischen Beziehungen zur EU mit den Regelungen der institutionellen Fragen. Diese beeinflussen die Wasserstoffwirtschaft auch indirekt, da davon abhängt, ob es ein Stromabkommen geben wird oder nicht.

3.4.2 Private Verträge und Initiativen

Um das Risiko der Produktionskosten von Wasserstoff kalkulierbarer zu machen, schliessen Produzenten heute Langfristverträge, sogenannte Purchasing Power Agreements (PPAs) ab. Diese Verträge ermöglichen den Strombezug zu einem festgelegten Preis. Wie in der Vergangenheit beim Hochlauf der Stromwirtschaft oder der Gaswirtschaft erhöhen solche langfristigen gegenseitigen Bindungen der Vertragspartner die Planbarkeit, und reduzieren das Risiko der involvierten Akteure der verschiedenen Wertschöpfungsstufen. Um dies zu ermöglichen, müssen solche Verträge grundsätzlich in der Markthochlaufphase erlaubt sein und auch über die gesamte Wertschöpfungskette (back-to-back) weitergegeben werden dürfen.

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird auch durch das Engagement privater Initiativen beeinflusst. Private Initiativen können dazu beitragen, die Entwicklungen, Möglichkeiten und Anliegen der Wasserstoffwirtschaft als einen Baustein für die zukünftige Energieversorgung sichtbar zu machen. Neben Initiativen von Verbänden, in denen sich die Wasserstoffwirtschaft organisiert, ist auch die Bereitstellung von Fördermitteln für Wasserstoffprojekte, wie der Förderfonds des VSG relevant.

4 Marktentwicklungsszenarien

In der Schweiz wird Wasserstoff derzeit vor allem in der Industrie nachgefragt und vornehmlich durch Reformierung von Erdgas oder als Nebenprodukt von chemischen Prozessen erzeugt. Die voraussichtlich wachsende Nachfrage nach grünem Wasserstoff in den Sektoren Prozesswärme, Mobilität, Stromerzeugung und Wärmebereitstellung kann zu einem Teil durch inländisch produzierten Wasserstoff, insbesondere jedoch auch durch Importe, gedeckt werden. In diesem Kapitel werden die Potentiale für inländische Erzeugung und Importe vorgestellt sowie vier Nachfrageszenarien entwickelt. Mit Hilfe dieser Szenarien und dem identifizierten Angebot können kostenoptimale Schnittpunkte aus Angebot und Nachfrage für die Stützstellenjahre 2030, 2040 und 2050 ermittelt werden.

4.1 Wasserstoffangebot

Während grauer Wasserstoff aus importiertem Erdgas zeitlich flexibel produziert werden kann, ist die inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff mit Hilfe der Elektrolyse von der Verfügbarkeit von überschüssigem und möglichst günstigem Strom abhängig. Die H₂-Erzeugungskosten hängen massgeblich von den Strombezugskosten und den Volllaststunden der Elektrolyse ab. Aufgrund der Umwandlungsverluste wird Wasserstoff in den meisten Fällen kostenintensiver bleiben als die direkte Elektrifizierung.

Der Import von grünem Wasserstoff stellt insoweit eine technisch und wirtschaftlich attraktive Option zur Substitution fossiler Energieträger dar, als dass er, anders als Strom, grosstechnisch speicherbar und nicht-leitungsgebunden transportierbar ist. Das techno-ökonomische Energiepotential internationaler Vorzugsregionen mit hohen RES-Ressourcen (RES, engl. renewable energy source: Erneuerbare Energiequelle) bietet eine interessante Option, um die gewonnene elektrische Energie ohne direkte Nutzungskonkurrenz vor Ort zur Wasserstoffherstellung zu nutzen und diesen anschliessend in verschiedene Nachfrageländer, wie die Schweiz, zu exportieren.

Im Rahmen dieser Analyse wird die Annahme getroffen, dass das vorhandene Biogaspotential der Schweiz zwar in großen Teilen genutzt wird, das theoretische Gesamtpotential von etwa 6.6 TWh aber nicht zur Substitution des derzeitigen fossilen Erdgasbedarfs ausreicht und nur in begrenztem Masse beitragen kann (EnFK, 2018). Fraglich ist auch, welcher Teil des Potentials gehoben werden kann. Daher wird im Rahmen der Ermittlung des Angebotspotentials für erneuerbare Gase lediglich das Angebot von Wasserstoff auf Basis von Elektrolyse betrachtet. Ziel dieses Abschnitts ist die Ableitung des perspektivischen Wasserstoffangebots in der Schweiz aus inländischer Erzeugung und Importen in Verbindungen mit den entsprechenden Kostenstrukturen.

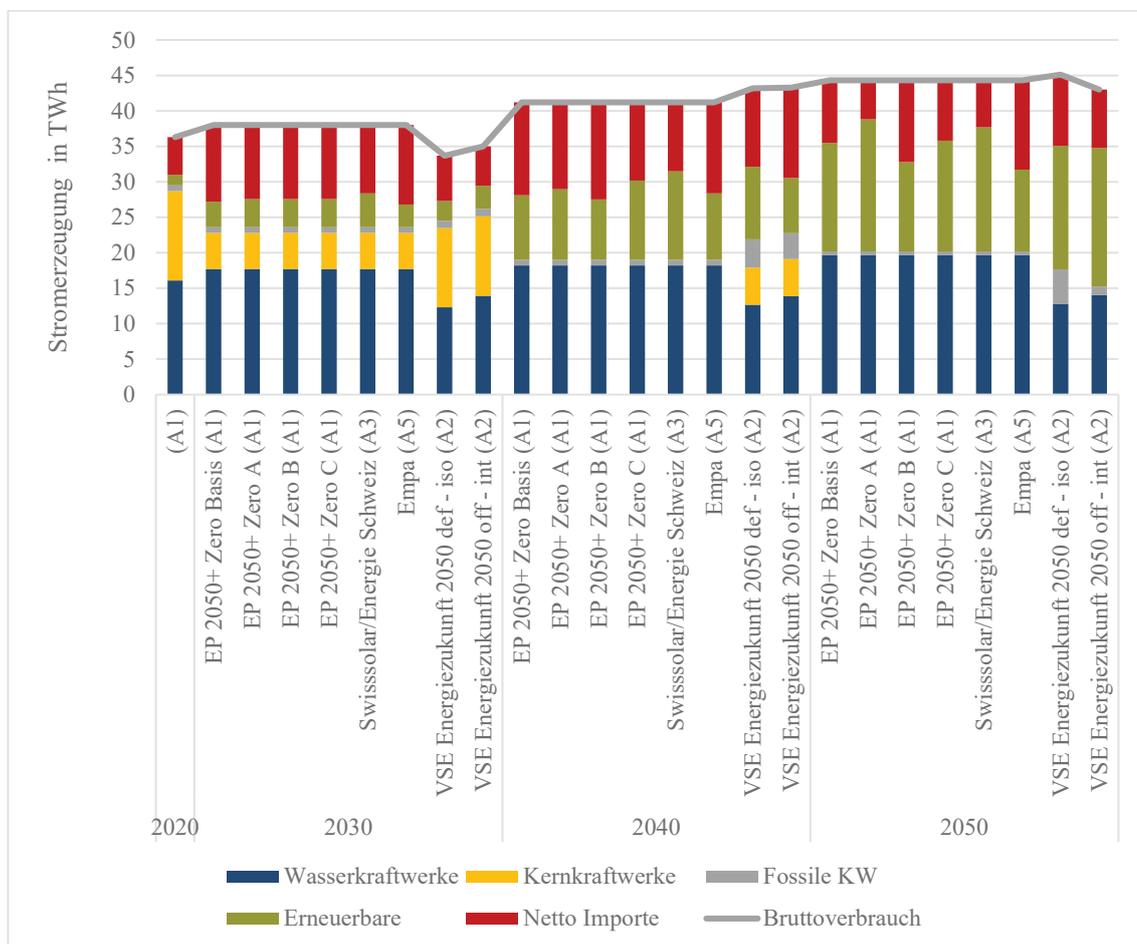
4.1.1 Inländisches Produktionspotential für grünen Wasserstoff

Um das inländische Produktionspotential für Wasserstoff in der Schweiz abzuschätzen, differenzieren wir das Stromerzeugungspotenzial für das Sommer- und Winterhalbjahr. Verwendete Quellen sind die Energieperspektiven EP 2050+ des BFE (2020) inklusive des Exkurses Wasserstoff (Prognos, 2022), die Energiezukunft 2050 des VSE (2022) sowie Informationen von Swissolar (2022), Energie Schweiz (2023) und der Empa (Rüdisüli et al., 2022). Weiterführende Berechnungen in diesem Abschnitt basieren auf Angaben des Fraunhofer ISE (Holst et al., 2021) und S&P Global (2023).

Die Voraussetzung für die effiziente inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff ist ein Überschuss von grünem Strom. Der Überschuss ist abhängig von der künftigen Entwicklung der Stromerzeugung in der Schweiz, sowie von der Entwicklung des Stromverbrauches. Für die Schweiz ist dabei eine separate Betrachtung nach Winter und Sommerhalbjahr sinnvoll. Für die prognostizierte Stromerzeugung in der Schweiz haben wir die verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven EP 2050+ des BFE, der Swissolar/Energie Schweiz, der Empa, sowie das Szenario defensiv-isoliert (def-iso) und offensiv-integriert (off-int) von den VSE-Energieszenarien⁶¹ verwendet. Für den Stromverbrauch benutzen wir prinzipiell den Bruttoverbrauch des Zero-Basis Szenarios der Energieperspektiven, nur bei den Szenarien der VSE-Energiezukunft verwenden wir die Verbräuche der entsprechenden Szenarien. Unser Szenario Swissolar/Energie Schweiz geht 2050 von einer PV-Produktion von 45 TWh sowie von 6 TWh aus Windkraft aus und ist somit knapp über den vom Parlament aktuell beschlossenen minimalen Ausbauziel an erneuerbaren Energien exkl. Wasserkraft von 45 TWh bis 2050, vgl. Abschnitt 3.1.2. Abbildung 5 zeigt die prognostizierte Stromerzeugung in der Schweiz in den verschiedenen Szenarien im Winterhalbjahr. Obwohl Windkraftanlagen 2/3 ihres Stromes im Winter produzieren, vermögen sie die Lücke bei Wasserkraft und Photovoltaik nicht auszugleichen, daher gibt es in keinem Szenario Überschussstrom im Winter.

⁶¹ Allfällige Abriegelungen von PV-Anlagen wurde dabei nicht berücksichtigt.

Abbildung 5 Stromerzeugung Winterhalbjahr

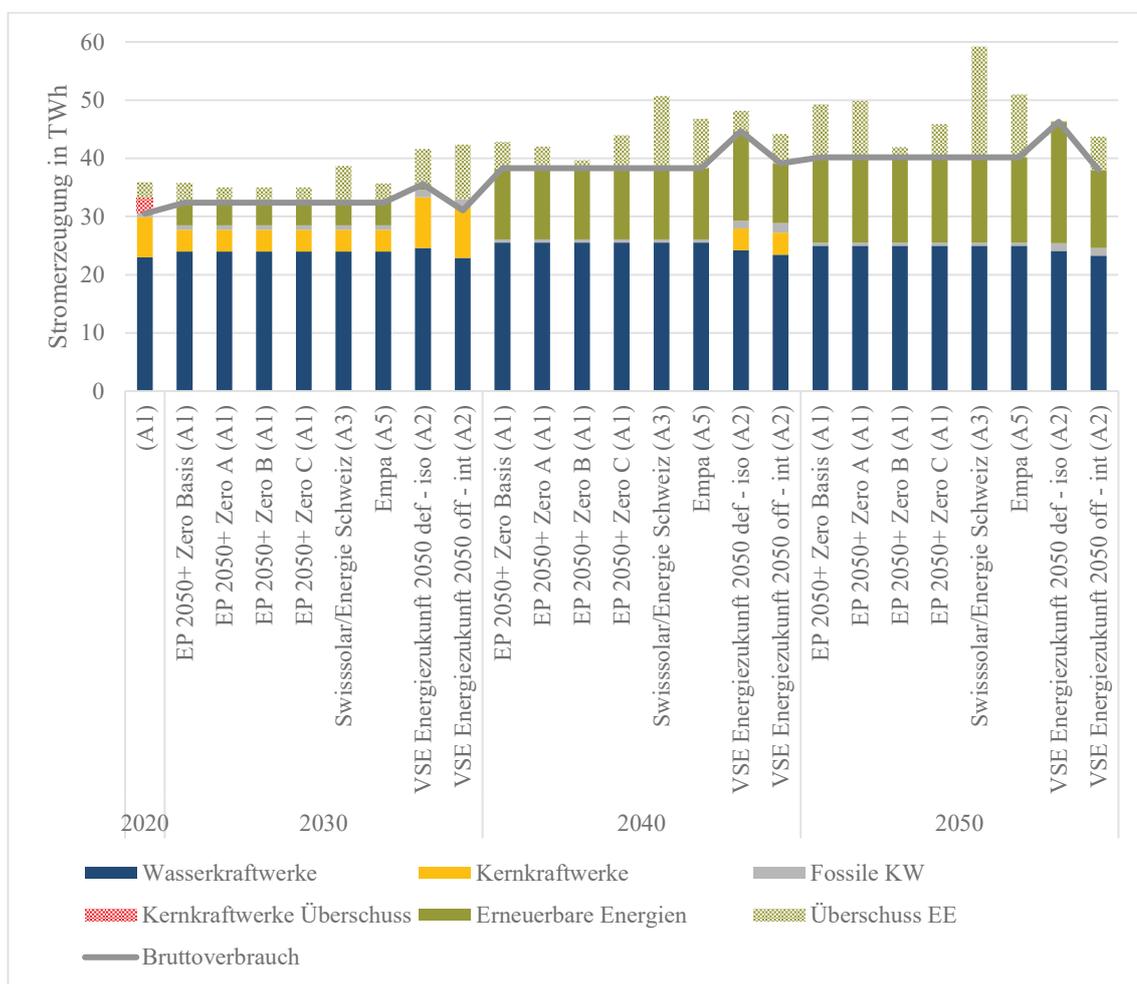


Dargestellt ist die prognostizierte Stromerzeugung in der Schweiz in verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven EP 2050+ des BFE, der Swissolar/Energie Schweiz und der Empa für das Winterhalbjahr. Obwohl Windkraftanlagen 2/3 ihres Stromes im Winter produzieren, entsteht kein grüner Überschussstrom im Winter.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Energieperspektiven EP 2050+ des BFE (2020) inklusive des Exkurses Wasserstoff (Prognos, 2022) , die Energiezukunft 2050 des VSE (2022) sowie gemäss Angaben von Swissolar (2022), Energie Schweiz (2023) und der Empa (Rüdisüli et al., 2022).

Anders als im Winterhalbjahr verfügt die Schweiz im Sommerhalbjahr über ein deutlich höheres Stromerzeugungspotential. In diesen Monaten liegt die Erzeugung über dem Bedarf, daher exportiert die Schweiz derzeit einen Teil dieses Stroms. Je nach Studie bzw. Szenario liegt der Überschuss im Jahr 2050 zwischen 0 und 19 TWh. Insbesondere die Stromerzeugung mittels Wasserkraft sorgt im Sommer für den Überschuss. Gemäss den Berechnungen auf Basis der BFE-, Swissolar/Energie Schweiz, Empa-Szenarien sowie off-int und def-iso der VSE-Energieszenarien ist die Entwicklung des Stromangebots in der Schweiz bis 2050 in Abbildung 6 dargestellt. Die Zunahme der Überschussmengen ist auf den Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere PV, zurückzuführen, da das Potential für Wasserkraft zu grossen Teilen ausgeschöpft ist.

Abbildung 6 Stromerzeugung Sommerhalbjahr



Dargestellt ist die prognostizierte Stromerzeugung in der Schweiz in verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven EP 2050+ des BFE, der Swissolar/Energie Schweiz und der Empa für das Sommerhalbjahr. Je nach Studie bzw. Szenario liegt der Überschuss im Jahr 2050 zwischen 0 und 19 TWh.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Energieperspektiven EP 2050+ des BFE (2020) inklusive des Exkurses Wasserstoff (Prognos, 2022), die Energiezukunft 2050 des VSE (2022) sowie auf Angaben von Swissolar (2022), Energie Schweiz (2023) und der Empa (Rüdisüli et al., 2022).

Auf Basis der Analyse des Stromüberschusses im Sommerhalbjahr wird im Rahmen dieses Berichts eine vereinfachte Ermittlung des Potentials für inländisch produzierten grünen Wasserstoff angestrebt. Aus den Durchschnittswerten des Stromüberschusses in den Stützstellenjahren wird die mögliche Wasserstoffproduktion berechnet (siehe Tabelle 5). So können 2030 voraussichtlich 2.0 TWh (60 kt) Wasserstoff produziert werden. Dieses Potential wächst bis 2050 auf 5.02 TWh (151 kt) Wasserstoff. Auch das konservative Ausbauszenario WWB der Energieperspektiven fließt hier in die Betrachtung ein, da eine konservative Abschätzung des künftigen inländischen Potentials angenommen wird. Dies kompensiert auch die Annahme, dass der gesamte Überschussstrom für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden kann.

Tabelle 5 Potential für inländische Wasserstoffherzeugung

	2030	2040	2050
Überschussstrom in TWh	3.10	4.30	6.97
Wirkungsgrad der Elektrolyse	65 %	70 %	72 %
Potential für grünen Wasserstoff in TWh	2.0	3.0	5.0

Dargestellt ist das Potential für inländisch produzierten grünen Wasserstoff für die Stützstellenjahre 2030, 2040 und 2050. 2030 können voraussichtlich 2.0 TWh (60 kt) Wasserstoff und 2050 bis zu 5.02 TWh (151 kt) Wasserstoff produziert werden.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Energieperspektiven EP 2050+ des BFE (2020) inklusive des Exkurses Wasserstoff (Prognos, 2022), die Energiezukunft 2050 des VSE (2022) sowie auf Angaben von Swissolar (2022), Energie Schweiz (2023) und der Empa (Rüdisüli et al., 2022).

Zur Frage des Wasserbedarfs für die Bereitstellung der genannten Mengen an Wasserstoff ist zu beachten, dass bei der Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse etwa 10 l hochreines Wasser pro kg Wasserstoff benötigt werden. Selbst bei der Nutzung des gesamten Potentials von etwa 5 TWh Wasserstoff (entspricht 0.15 Mt_{H₂} oder 151 Mio. kg H₂) wären hierzu lediglich 1.51 Mio m³ Wasser pro Jahr erforderlich. Im Vergleich dazu seien an dieser Stelle einige jährliche Abflussraten von schweizerischen Flüssen genannt.

- Aare auf Höhe des Pegels Bern, Schönau: 3'847 Mio. m³ pro Jahr
- Limmat auf Höhe des Pegels Baden: 3'185 Mio. m³ pro Jahr
- Rhein auf Höhe des Pegels Basel: 32'703 Mio. m³ pro Jahr
- Rhône auf Höhe des Pegels Chancy: 10'691 Mio. m³ pro Jahr

Diese Abflussraten zeigen, dass der Wasserbedarf zur Wasserstoffherzeugung in der Schweiz vernachlässigbar ist und kein Hindernis bei der Erschliessung des Potentials darstellt.

Im Rahmen der Angebotsanalyse ist auch die zeitliche Entwicklung der Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff in der Schweiz von Interesse. Wie bereits erwähnt, werden die Erzeugungskosten massgeblich von den Strombezugskosten und den Volllaststunden der Elektrolyse, also vom Auslastungsgrad, beeinflusst. Da eine Prognose der Strompreisentwicklung, insbesondere vor dem Hintergrund sehr dynamischer Entwicklungen auf den Energiemärkten, mit grossen Unsicherheiten behaftet wäre und nicht im Fokus dieses Berichts steht, wird von konstanten Strombezugskosten von 6 Rp/kWh über alle Stützstellenjahre ausgegangen. Da der für die Elektrolyse verwendete Strom aus erneuerbaren Energien (wie Wind und PV) gewonnen werden soll, werden die Volllaststunden der Elektrolyse variiert, um den technischen Gegebenheiten der Stromerzeugungstechnologien Rechnung zu tragen. Dabei wird unterstellt, dass PPA für den Strombezug abgeschlossen werden, die entsprechende Volllaststunden der Wasserstoffherzeugung ermöglichen. Ein direkter Anschluss der Elektrolyseanlage an eine Stromerzeugungsanlage ist zwar möglich, aber keine zwingende Voraussetzung.

Tabelle 6 zeigt die Kostenparameter für die grüne Wasserstoffherzeugung im Zeitverlauf über die Stützstellenjahre 2030 bis 2050. Es wird angenommen, dass die Investitionskosten für die Elektrolyse bzw. den Stack bis 2050 auf etwa 500 bzw. 250 CHF/kW_{el} sinken.

Tabelle 6 Zeitlicher Verlauf der Kostenparameter und der Erzeugungskosten für inländisch produzierten Wasserstoff in Abhängigkeit der Volllaststunden

Jahr	2030				2040				2050				
Parameter													
Spezifische Investition für die Elektrolyse	700				600				500				CHF/kW _{el}
Davon für Stack	350				300				250				CHF/kW _{el}
Wirkungsgrad	65 %				70 %				72 %				
Volllaststunden	1000	2000	3000	4000	1000	2000	3000	4000	1000	2000	3000	4000	h/a
Ergebnisse													
CAPEX Elektrolyse	1.83	0.91	0.61	0.46	1.45	0.73	0.48	0.36	1.18	0.59	0.39	0.29	CHF/kg _{H₂}
CAPEX Stack	2.67	1.34	0.89	0.67	2.13	1.06	0.71	0.53	1.72	0.86	0.57	0.43	CHF/kg _{H₂}
fixOPEX	0.79	0.39	0.26	0.20	0.63	0.31	0.21	0.16	0.51	0.25	0.17	0.13	CHF/kg _{H₂}
varOPEX	3.12	3.12	3.12	3.12	2.90	2.90	2.90	2.90	2.82	2.82	2.82	2.82	CHF/kg _{H₂}
TOTEX CHF/kg	8.41	5.76	4.88	4.44	7.11	5.00	4.30	3.95	6.23	4.52	3.95	3.67	CHF/kg _{H₂}
TOTEX CHF/MWh	252	173	146	133	213	150	129	119	187	136	119	110	CHF/MWh _{H₂}

Annahmen (gleich für alle Jahre):

Betrieb und Instandhaltung (OM, operation & maintenance) 2.2 % der Investitionskosten

Stromkosten

6 Rp/kW

Wasserkosten

4 CHF/m³

Wasserbedarf

0.01 m³/kgH₂

Annuität WACC Elektrolyse 8 % Stack 8 %

Jahre 20 10

ANN 10 % 15 %

Dargestellt sind die Kostenparameter und die Erzeugungskosten für inländisch produzierten Wasserstoff für verschiedene Volllaststunden. Im zeitlichen Verlauf steigt der Wirkungsgrad und die spezifischen Investitionskosten sinken. Die Kosten für den Transport und die mögliche Kompression sind nicht eingerechnet.

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf Angaben des Fraunhofer ISE (Holst et al., 2021) und S&P Global (2023).

Die Vollkosten für die Wasserstofferzeugung werden gemäss der nachfolgenden Methodik ermittelt. Zur Berechnung der **CAPEX** werden die Investitionskosten mittels Annuitätenmethode über die Lebensdauer der Erzeugungsanlage abgeschrieben und über die Volllaststunden auf die erzeugte Einheit Wasserstoff bezogen. Ein fester Prozentsatz der Investitionskosten wird jährlich als Betriebs- und Instandhaltungskosten (Operation & Maintenance, OM) als **fixe OPEX** berücksichtigt. Darüber hinaus ergeben sich die **variablen OPEX** aus den Strom- und Wasserkosten (siehe Formel 1).

$$H2Cost = \underbrace{\frac{investStack \cdot ANN}{FLH \cdot eff}}_{TOTEX} + \underbrace{\frac{investPeri \cdot ANN}{FLH \cdot eff}}_{CAPEX} + \underbrace{\frac{(investStack + investPeri) \cdot OM}{FLH \cdot eff}}_{fixOPEX} + \underbrace{\frac{Elec.}{eff} + water\ cost}_{varOPEX} \quad (1)$$

mit

- $ANN = \text{Annuitätenfaktor} = \frac{(1+WACC)^T \cdot WACC}{(1+WACC)^T - 1}$
- FLH : full – load hours (Vollbenutzungsstunden)
- eff : efficiency (Wirkungsgrad)

Dabei umfassen die Investitionskosten für die Elektrolyse den Stack und die Peripherieanlagen. Der Stack macht 50 % der Investitionskosten aus und muss aufgrund der geringen Lebensdauer mit 10 anstatt 20 Jahren abgezinst werden. Für das Jahr 2030 werden also beispielsweise 350 CHF/kW_{el} für den Stack mit 10 Jahren und einem Annuitätenfaktor von etwa 12 % abgezinst, während die verbleibende Peripheriestruktur der Elektrolyseanlage mit den übrigen 50 % (350 CHF/kW_{el}) auf 25 Jahre und mit einem Annuitätenfaktor von 8 % abgezinst werden.

In jedem Stützstellenjahr werden vier Kostenszenarien für 1'000, 2'000, 3'000 und 4'000 Volllaststunden errechnet. Im Jahr 2030 werden daher Erzeugungskosten zwischen 4.44 und 8.41 CHF/kg_{H₂} möglich sein. Diese Erzeugungskosten werden bis 2050 voraussichtlich aufgrund der Verringerung der Investitionskosten und der Verbesserung der Effizienz auf ein Niveau von 3.67 bis 6.23 CHF/kg_{H₂} sinken können. Dabei ist zu beachten, dass im Rahmen dieses Berichts davon ausgegangen wird, dass PPAs unabhängig von den Volllaststunden pro Jahr zu 60 CHF/MWh bzw. 6 Rp/kWh⁶² abgeschlossen werden können.

Im Szenario mit lediglich 1'000 Volllaststunden zweigt sich ein größerer Einfluss der Kapitalkosten. Hier liegt die Summe der CAPEX im Jahr 2050 immer noch über 3 CHF/kg. Da mit solch geringen Volllaststunden kaum eine wirtschaftliche und – im Vergleich zu möglichen Importen auch keine konkurrenzfähige – Produktion von Wasserstoff möglich ist, wird dieses Szenario im weiteren Verlauf nicht weiter betrachtet.

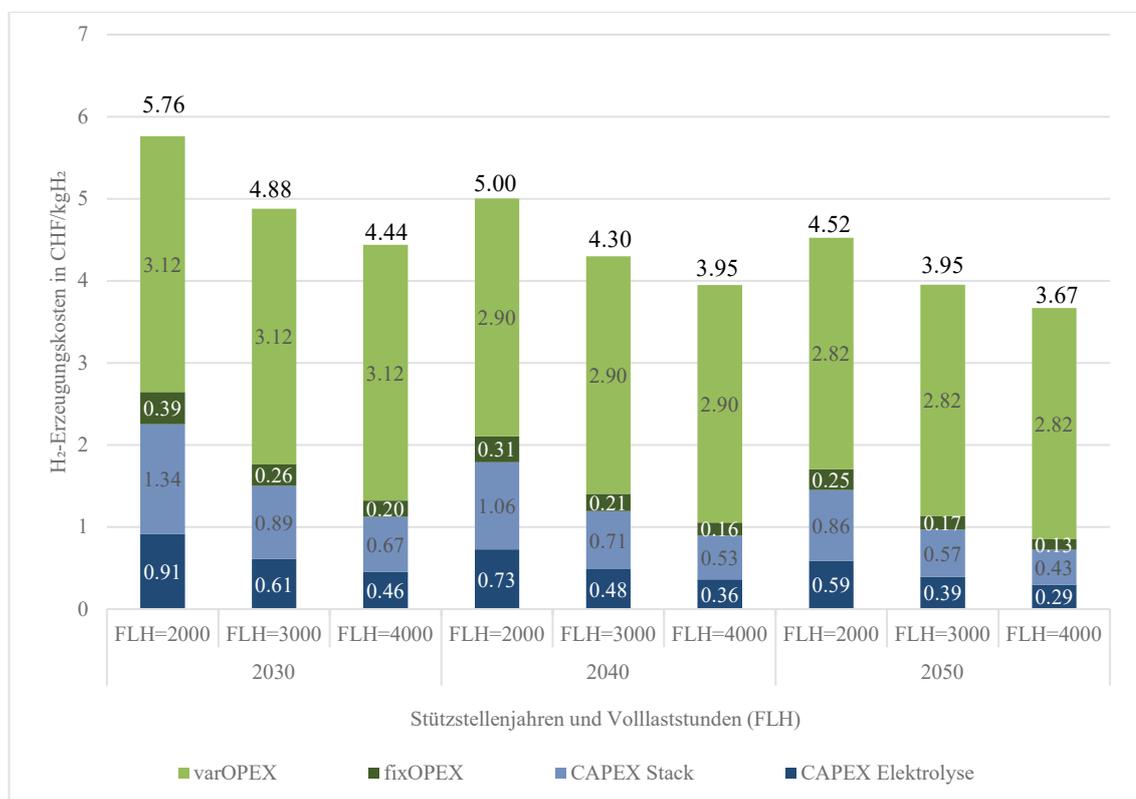
Abbildung 7 zeigt die H₂-Erzeugungskosten als gestapelte Balken über die Stützstellenjahre und für die drei verbleibenden Varianten der Volllaststunden der Elektrolyse. Hier wird einerseits der grosse Einfluss der Stromkosten auf die Erzeugungskosten deutlich, andererseits zeigt sich mit einer Verdoppelung der Volllaststunden die entsprechende Halbierung der CAPEX und fixOPEX. Die Strombezugskosten machen zwischen 60 und 75 % der Vollkosten aus. Langfristig kann der Einfluss aufgrund der sinkenden spezifischen Investitionskosten auf 80 % steigen. Daher ist eine möglichst günstige Strombeschaffung bzw. eine günstige Stromerzeugung essenziell.

Im Rahmen dieser Betrachtung haben wir uns darauf beschränkt, die Erzeugungs- und Bedarfsprofile gegenüberzustellen. Daher werden zeitliche und räumliche Auflösungen nicht berücksichtigt. Obwohl die erforderliche Infrastruktur für den inländischen Transport und die zur Überbrückung der zeitlichen Diskrepanz aus Erzeugung und Verbrauch erforderliche Speicherung kostenrelevant ist und in das Zielsystem einer nachhaltigen Versorgung mit Wasserstoff eingepreist

⁶² 6 Rp/kWh entsprechen einem gemittelten Kostenwert für den Strombezug gemäss der «Energiezukunft 2050» (VSE, 2022, S. 95).

werden muss, haben wir uns in dieser Studie darauf beschränkt, die Erzeugungskosten zu analysieren.

Abbildung 7 H₂-Erzeugungskosten nach Stützstellenjahren und Volllaststunden (Strompreis: 6 Rp/kWh)



Dargestellt sind Erzeugungskosten bei Strombezugskosten von 6 Rp/kWh für die Stützstellenjahre und Volllaststunden. 2030 liegen die Erzeugungskosten zwischen 4.44 und 5.76 CHF/kg_{H₂}, und sinken bis 2050 auf 3.67 - 4.52 CHF/kg_{H₂}. Die zeitliche und räumliche Auflösungen der Erzeugungs- und Bedarfspotentiale (Transport- und evtl. Kompressionskosten) sind nicht eingerechnet.

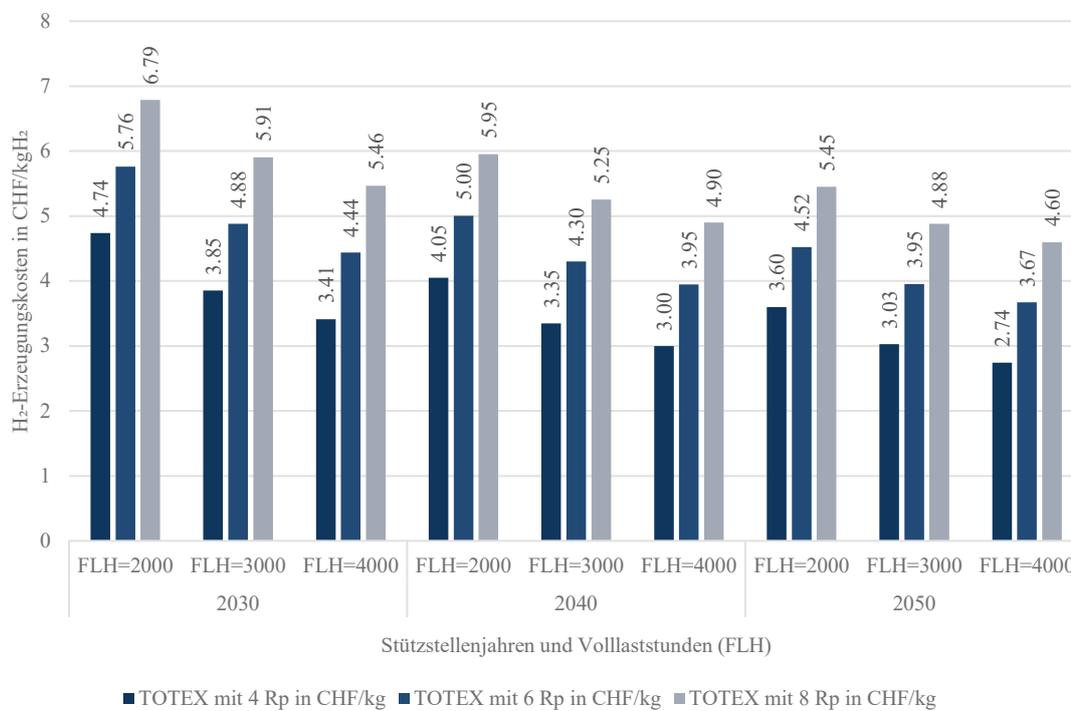
Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf Angaben des Fraunhofer ISE (Holst et al., 2021) und S&P Global (2023).

4.1.2 Exkurs: Sensitivitätsrechnung zu unterschiedlichen PPA-Preisen für die Wasserstoffherzeugung

Im vorangegangenen Abschnitt werden konstante Strombezugskosten von 6 Rp/kWh für alle Stützstellenjahre und Volllaststunden angenommen. Das ist insofern sinnvoll, als dass einerseits die Auswirkungen sich ändernder Volllaststundenzahlen unabhängig vom Strompreiseinfluss untersucht werden sollten und andererseits die Entwicklung der Strompreise kaum vorherzusagen ist. Dennoch tragen die Strombezugskosten massgeblich zu den H₂-Erzeugungskosten bei. Daher werden in diesem Abschnitt die Strombezugskosten um +/- 2 Rp/kWh variiert, um die Sensitivität der Gesamtkosten bestimmen zu können.

Abbildung 8 zeigt die Wasserstoffherzeugungskosten analog zu Abbildung 7 allerdings mit Strombezugskosten von 4 Rp/kWh. Erwartbar reduzieren sich auch die varOPEX der Gesamtkosten um etwa 1/3, da sie unmittelbar von den Strombezugskosten abhängen und die Wasserkosten nur einen vernachlässigbaren Einfluss haben. Die übrigen Kostenbestandteile ändern sich nicht.

Abbildung 8 H₂-Erzeugungskosten nach Stützstellenjahren und Volllaststunden (Varianten der Strombezugskosten, 4, 6 und 8 Rp/kWh)



Dargestellt sind Erzeugungskosten bei Strombezugskosten von 4 Rp/kWh für die Stützstellenjahre und Volllaststunden. 2030 liegen die Erzeugungskosten zwischen 3.41 und 4.74 CHF/kg_{H₂}, und sinken bis 2050 auf 2.74 – 3.60 CHF/kg_{H₂}. Die zeitliche und räumliche Auflösungen der Erzeugungs- und Bedarfsprofile (Transport- und evtl. Kompressionskosten) sind nicht eingerechnet.

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf Angaben des Fraunhofer ISE (Holst et al., 2021) und S&P Global (2023).

Den Einfluss von höheren Strombezugskosten von 8 Rp/kWh zeigt Abbildung 8. Hier liegt der Anteil der varOPEX an den Erzeugungskosten bei 60 % bis über 80 %. Damit wird deutlich, wie wichtig eine möglichst günstige Strombeschaffung bzw. ein günstiger Strombezug für die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse ist. Der Einfluss der Volllaststunden rückt bei diesem Niveau von Strombezugskosten eher in den Hintergrund, da der Anteil von CAPEX und fixOPEX unabhängig von Stützstellenjahr und Volllaststundenzahl deutlich unter 50 % liegt.

4.1.3 Exkurs: Sensitivitätsrechnung zu WACC, FLH und Strompreis

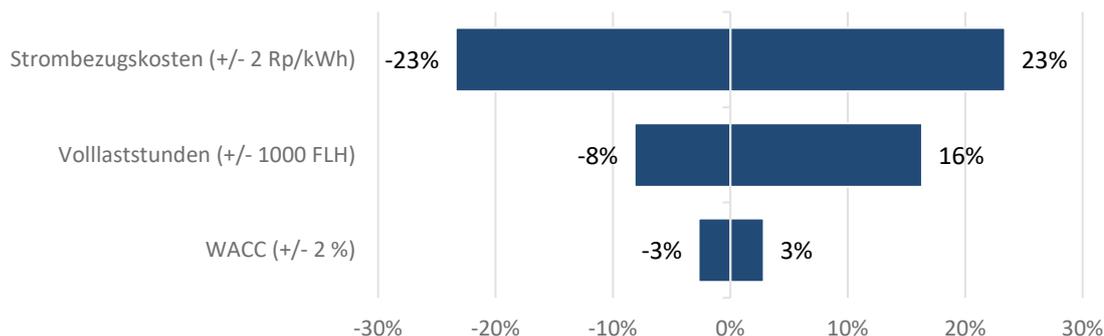
Dieser kurze Exkurs zeigt den Einfluss der Strombezugskosten, Volllaststunden und der WACC auf die Wasserstoffherstellungskosten. Als Bezugspunkt gelten folgende Referenzparameter:

- Strombezugskosten: 6 Rp/kWh
- Volllaststunden: 3'000 h/a
- WACC: 6 %

Diese Parameter werden gleichmäßig nach oben und unten variiert und in den nächsten drei Tornado-Diagrammen dargestellt. Abbildung 9 zeigt den Einfluss der Variation der genannten Parameter auf die Erzeugungskosten im Jahr 2050. Die Variation der Strombezugskosten um +/- 2 Rp

zeigt mit etwa ± 23 Prozent den größten Einfluss auf die H₂-Erzeugungskosten. Der Einfluss der Volllaststundenerhöhung auf 4'000 h/a verringert die Erzeugungskosten in vergleichsweise geringem Masse ($- 8$ Prozent). Eine Verringerung auf 2'000 h/a erhöht die H₂-Erzeugungskosten hingegen um 16 %. Der Einfluss der WACC-Variation um ± 2 %-Punkte, also um $\pm 1/3$, führt lediglich zu einer niedrigen einstelligen Veränderung der H₂-Erzeugungskosten.

Abbildung 9 Sensitivität der H₂-Erzeugungskosten im Jahr 2050



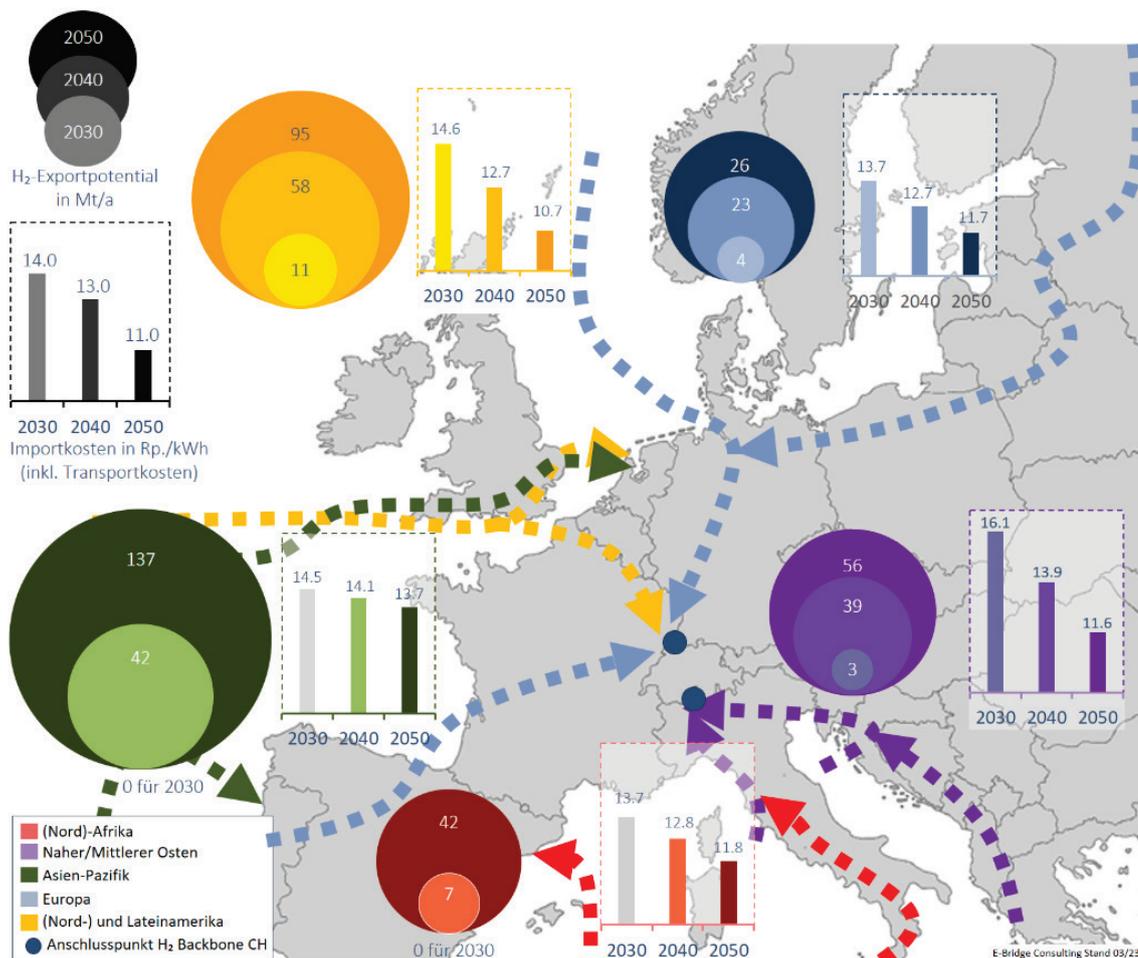
Dargestellt sind Erzeugungskosten für 2050 unter Variation der Strombezugskosten von 6 Rp/kWh um ± 2 Rp/kWh, der Volllaststunden von 3'000 h um $\pm 1'000$ h/a und der WACC von 8 % um ± 2 %-Punkte. Die Variation der Strombezugskosten zeigen den mit Abstand grössten Einfluss auf die Erzeugungskosten.

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf Angaben des Fraunhofer ISE (Holst et al., 2021) und S&P Global (2023).

Variationen der Parameter für die Stützstellenjahre 2030 und 2040 zeigen die gleichen Tendenzen wie für das Stützstellenjahr 2050. Der Einfluss der Strombezugskosten wächst über diese Zeit leicht an (von ± 21 auf ± 23 Prozent), während der Einfluss der Volllaststunden leicht abnimmt (von $+ 18$ auf $+ 16$ Prozent bzw. $- 9$ auf $- 8$ Prozent). Der Einfluss des WACC bleibt konstant.

4.1.4 Importe

Neben der grundsätzlichen Möglichkeit, Wasserstoff auch aus anderen europäischen Ländern zu importieren, kann der voraussichtlich stark steigende H₂-Bedarf in Europa perspektivisch auch durch Importe aus dem nord- und lateinamerikanischen, (nord-) afrikanischen, asiatisch-pazifischen Raum sowie dem Nahen und Mittleren Osten gedeckt werden. Die folgenden Ergebnisse basieren auf eigenen Analysen unter Verwendung weiterer Quellen (Aurora Energy Research, 2023; Heuser, 2021; IEA, 2022; McKinsey & Company, 2022). Wie Abbildung 10 zeigt, werden Importe im Jahr 2030 wahrscheinlich noch einen untergeordneten Beitrag für die Wasserstoffbereitstellung liefern. Aus dem asiatisch-pazifischen und afrikanischen Raum werden dann noch keine Importe möglich sein.

Abbildung 10 H₂-Importkorridore und deren Entwicklungspotential

Dargestellt sind Wasserstoff-Importkorridore und deren Entwicklungspotential, insbesondere durch die höheren Volllaststundenzahlen erzielt der importierte Wasserstoff einen Kostenvorteil gegenüber dem inländisch produzierten Wasserstoff.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Aurora Energy Research (2023), Heuser, IEA (2022) und McKinsey & Company (2022).

Ab dem Jahr 2040 zeigt die Analyse allerdings ein grosses Importpotential für Europa aus den ausgewählten Regionen. Dies ist auf die hohen Flächen- und erneuerbaren Erzeugungspotentiale in Vorzugsregionen zurückzuführen. Aktuelle Bestrebungen in Europa, wie Energiepartnerschaften und Absichtserklärungen zum H₂-Import von verschiedenen Ländern (u.a. Deutschland mit der Initiative H₂Global⁶³) machen deutlich, dass das hier identifizierte Potential bis 2040 erschlossen werden kann. Ein Korridor aus dem eurasischen Raum wurde aufgrund der politisch angespannten Lage in Russland und der Ukraine bei dieser Analyse nicht beachtet.

Aufgrund der zentralen Lage der Schweiz erfordern H₂-Importe einen Überlandtransport von Importhubs in Küstenregionen. Durch einen frühzeitigen Anschluss der Schweiz an das europäische H₂-Backbone könnte dieser Herausforderung begegnet werden.

⁶³ Nähere Informationen zur H₂Global Foundation sind verfügbar unter <https://www.H2-global.de/>, eingesehen am 25.5.2023.

Langfristig sind Importkosten von knapp 4 CHF/kg_{H₂} (12 Rp/kWh) inkl. der Transportkosten nach Europa möglich. Zu beachten ist, dass sich diese Kosten nur auf die Bereitstellung an der Landesgrenze beziehen. Es fallen weitere Kosten für den Transport innerhalb der Schweiz an.

Künftig wird importierter H₂ günstiger sein als inländisch produzierter H₂. Der Kostenvorteil ergibt sich vor allem aus den deutlich höheren Volllaststunden der Stromerzeugung in klimatisch begünstigten Regionen.

In Abhängigkeit der Volllaststunden der inländischen Erzeugung könnte importierter Wasserstoff bereits 2030 günstiger sein als inländischer. Wie aus Abbildung 10 ersichtlich wird, werden Importe allerdings noch nicht aus allen Weltregionen und auch nicht flächendeckend zur Verfügung stehen. Zur Erschliessung der Potentiale ist mehr Zeit, mindestens bis 2040, erforderlich. So besteht im Jahr 2030 lediglich ein gesamtes Importpotential von 25 Mt/Jahr für Europa.

Ab 2040 liegen die Importkosten etwa aus (Nord-) und Lateinamerika, (Nord-)Afrika und anderen europäischen Staaten unter denen der inländischen Erzeugung. Dies gilt unabhängig von inländischen Volllaststunden. Mit Ausnahme von Importen aus dem asiatisch-pazifischen Raum sinken die Importkosten bis 2050 aus allen anderen Regionen unter die inländischen Erzeugungskosten.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass ab 2040 vermehrt Importe zur Deckung des schweizerischen H₂-Bedarfs genutzt werden. Ab 2050 ist sogar mit einer vollständigen Verdrängung der inländischen Produktion durch günstige Importe zu rechnen, da einerseits die Ausschöpfung der internationalen Erzeugungspotentiale zunimmt und andererseits die Importkosten flächendeckend unter die inländischen Erzeugungskosten fallen (vgl. Abschnitt 4.3).

4.2 Wasserstoffnachfrage

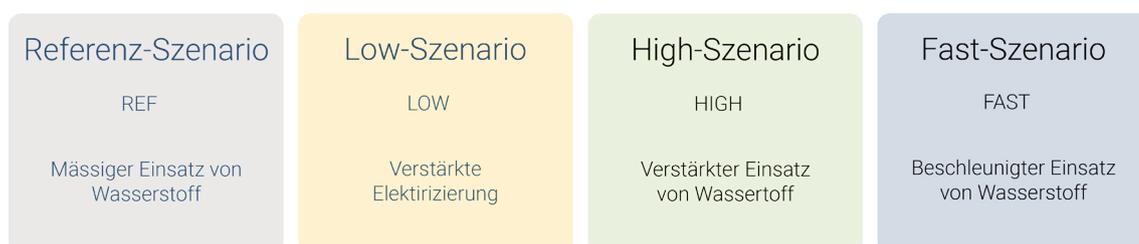
Die Analyse der Wasserstoffnachfrage beruht auf den Energieperspektiven 2050+ (BFE, 2020)⁶⁴, inklusive des «Exkurs Wasserstoff» (BFE, 2022a). Für den Verkehrssektor verwenden wir ausserdem Angaben des Bundesamtes für Statistik (BFS, 2022, 2023a, 2023b), für den Industriesektor eine weitere Studie des BFE (2018), für den Gebäude- und Prozesswärmesektor eine Studie von Prognos (2022) im Auftrag des BFE und für die Stromerzeugung die Angaben aus der Energiezukunft 2050 des VSE (2022). In allen Sektoren verwenden wir ausserdem Angaben der Begleitgruppe dieses Projekts.

Die Wasserstoffnachfrage in der Schweiz bis 2050 hängt von Faktoren wie Industrialisierungsgrad und Wettbewerbsfähigkeit des Wasserstoffangebots ab. In drei Grund-Szenarien (Referenz, Low und High) unterstellen wir eine unterschiedlich starke Durchdringung potenzieller Anwendungsbereiche mit Wasserstoff. Die drei Szenarien weisen eine grosse Bandbreite der Höhe der Wasserstoffnachfrage auf. Die Szenarien «Low» und «High» stellen Extremszenarien dar, die sich bei extrem ungünstigen bzw. günstigen Bedingungen für die Wasserstoffnachfrage einstellen können. Das Referenzszenario liegt dazwischen. Im «Referenz-Szenario» wird rund die Hälfte der Wasserstoffnachfrage durch Prozessenergie verursacht. Die andere Hälfte teilen sich die Mobilität und die Wärmeerzeugung, vor allem bei der Nutzung in Wärmenetzen. In diesem Szenario wird Wasserstoff nicht für die Stromerzeugung mittels Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken (GuD) eingesetzt. Im «Low-Szenario» wird das Ziel der Klimaneutralität vor allem über eine stärkere Elektrifizierung erreicht, so dass Wasserstoff hauptsächlich nur im Verkehrsbereich eingesetzt wird. Für Prozesswärme spielt Wasserstoff keine Rolle, da Hochtemperaturprozesse, für die eine Elektrifizierung unwahrscheinlich ist, weitgehend aus der Schweiz verlagert wurden und

⁶⁴ Technischer Bericht. Weitere Dokumente und Daten verfügbar unter <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>. Eingesehen am 26.5.2023.

für die verbleibenden synthetischen Brennstoffe eingesetzt werden, für die kein leitungsgebundener Transport erforderlich ist. Dagegen setzt das «High-Szenario» auf einen verstärkten Einsatz von Wasserstoff in allen Bereichen und er wird auch zur Stromerzeugung in GuDs eingesetzt. Dieses Szenario erfordert günstige Angebotsbedingungen im Vergleich zu alternativen Energieträgern. Diese können eintreten, wenn Strombezug im Winter nicht direkt über Stromleitungen möglich ist. Zusätzlich zu den drei Grundszenarien unterstellen wir im Szenario «Fast» einen schnelleren Markthochlauf, bei dem die Klimaneutralität bereits 2040 statt 2050 erreicht wird. Dies spiegelt die Klimaziele in den Kantonen oder Städten wie Zürich oder Basel-Stadt wider, die das Netto-Null-Ziel bereits 2040 oder vorher erreichen wollen, sowie das geplante Ende der Laufzeit der KKW bis 2040, was die Notwendigkeit alternativer Energiequellen unterstreicht.

Abbildung 11 Szenarienübersicht



Dargestellt sind namentlich die vier Szenarien für die Wasserstoffnachfrage in der Schweiz. Die Durchdringung von Wasserstoff wird jeweils zu den Stützjahren 2030, 2040 und 2050 betrachtet.

Quelle: Eigene Darstellung.

4.2.1 Gesamtnachfrage

In den vier Wasserstoff-Nachfrage-Szenarien werden die Sektoren Verkehr, Industrie, Wärme (Gebäude), Prozesswärme und Stromerzeugung (GuD) in den Stützjahren 2030, 2040, und 2050 betrachtet. In Abbildung 12 ist der Gesamtbedarf als Summe aus den Prognosen für die Sektoren dargestellt.

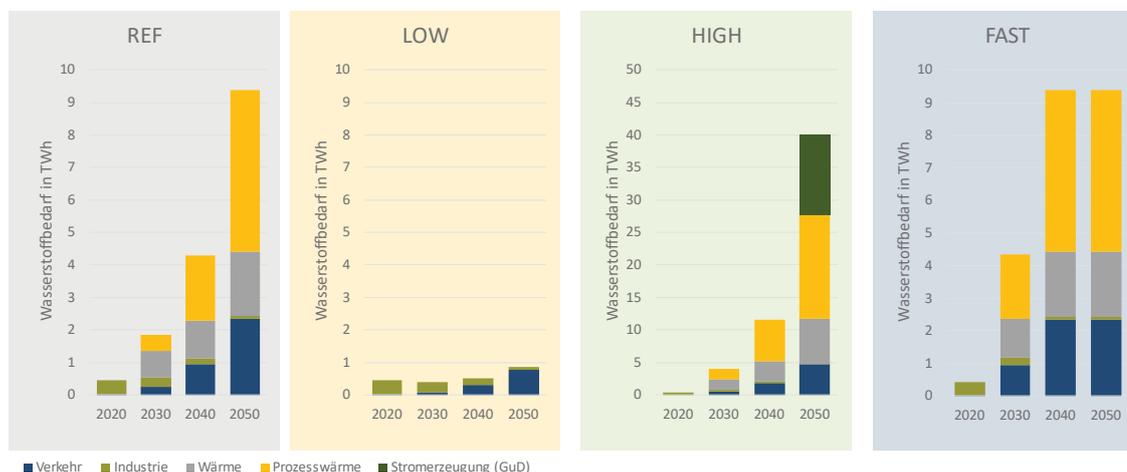
Die H₂-Nachfrage im Verkehrssektor ist insbesondere auf die Anwendungen im Schwerlastverkehr sowie auf Busse zurückzuführen.⁶⁵ Im Sektor Industrie wird der H₂-Bedarf für die stofflichen Anwendungen, also die Verwendung als chemischer Rohstoff, berücksichtigt. Im Sektor Wärme (Gebäude) wird der H₂-Einsatz vor allem in zentraler Nutzung für Wärmenetze (Spitzenlast aber auch Grundlast) sowie je nach lokaler Situation auch in dezentraler Nutzung direkt in einzelnen Gebäuden gesehen. Im Sektor Prozesswärme wird Wasserstoff als mögliche Alternative für sämtliche fossile Energieträger, wie Gas und Öl, betrachtet. Im Sektor Stromerzeugung wird Wasserstoff in zentralen GuD-Kraftwerken eingesetzt. Eine dezentrale Verwendung in kleinen Blockheizkraftwerken wird nicht berücksichtigt.

Der Gesamtbedarf im Stützjahr 2030 im «Referenz-Szenario» summiert sich über die Sektoren auf 1.85 TWh und bis 2050 steigt der Bedarf auf 9.39 TWh H₂. Im «Low-Szenario» ist nur mit einem geringen Anstieg von 0.39 TWh 2030 auf 0.85 TWh H₂ im Jahr 2050 aufgrund der starken Elektrifizierung und der weggebrochenen schwer elektrifizierbaren Bereiche zu rechnen. Der Wasserstoffbedarf im «High-Szenario» steigt von 3.99 TWh im Jahr 2030 auf 40.07 TWh 2050 an, da im Jahr 2050 der Wasserstoff zusätzlich für die Stromerzeugung eingesetzt wird. Im «Fast-

⁶⁵ Die Anwendung von Wasserstoff im Schienenverkehr spielt in der Schweiz keine Rolle, da dieser bereits fast zu 100 % elektrifiziert ist.

Szenario» werden die 9.39 TWh aus dem «Referenz-Szenario» für 2050 bereits 2040 erreicht und 2030 besteht bereits ein H₂-Bedarf von 4.34 TWh.

Abbildung 12 Prognostizierter Wasserstoffbedarf für die Schweiz 2030, 2040 und 2050

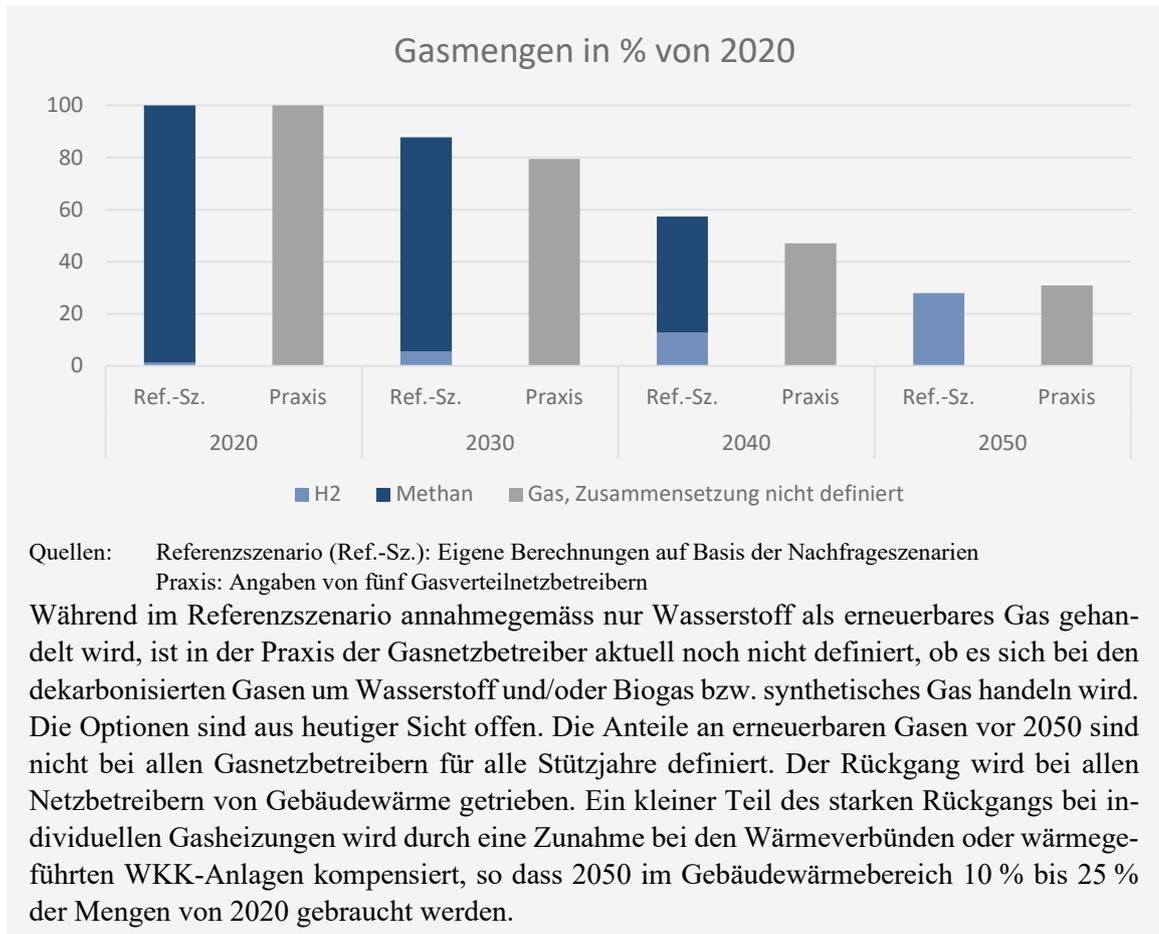


Dargestellt sind die Wasserstoffnachfragemengen in TWh je Szenario. Die Gesamtnachfrage je Stützjahr unterteilt sich in 5 Sektoren: Stromerzeugung (GuD), Prozesswärme, Wärme (Gebäude), Industrie und Verkehr.

Quelle: Eigene Berechnungen unter anderem auf Basis der «Energieperspektiven 2050+» (BFE, 2020), inklusive «Exkurs Wasserstoff» (BFE, 2022a), der «Energiezukunft 2050» des VSE (2022) sowie weiterer Studien (BFE, 2018; BFS, 2022, 2023a, 2023b; Prognos, 2022).

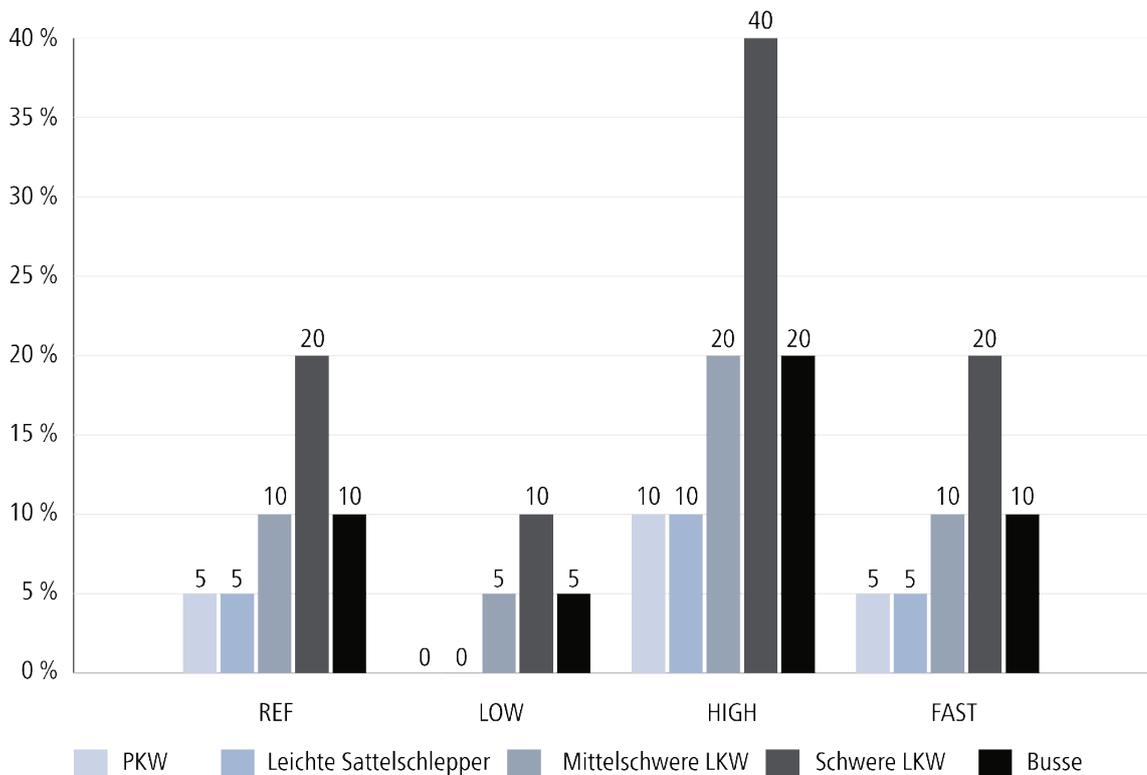
Einordnung der Nachfrageszenarien und Praxistest

Unsere Annahmen zu den Wasserstoff-Nachfrageszenarien basieren auf den erwähnten Quellen und den Diskussionen in der Begleitgruppe. Der Anteil von Wasserstoff am Gasabsatz steigert sich darin sukzessive vereinfachend bis 2050 auf 100 %. Das kann über die Umstellung ganzer Netz(teile) und bis zu einem gewissen Grad durch Beimischung von Wasserstoff umgesetzt werden. Für die Planung und die Netzstrategien der Gasnetzbetreiber sind netzspezifische Prognosen und Szenarien relevant. Bei der Gegenüberstellung der Informationen zur Entwicklung des Gasabsatzes von vier Gasverteilnetzbetreibern und unserem Referenzszenario zeigt sich eine ähnliche Entwicklung. Der aufgrund von Kunden- und Netzanalysen prognostizierte Gesamtgasabsatz liegt im ungewichteten Durchschnitt der betrachteten Unternehmen im Jahr 2050 noch bei rund 31 % der Mengen von 2020. In unserem Referenzszenario landen wir bei der gleichen Grössenordnung bei rund 28 %.



4.2.2 Verkehrssektor

2022 verbrauchen Brennstoffzellen-Lkw in der Schweiz etwa 10 GWh Wasserstoff pro Jahr. Der Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor wurde anhand der durchschnittlichen Fahrleistungen verschiedener Fahrzeugklassen, der pro Fahrzeugklasse angenommenen Anteilen von Wasserstofffahrzeugen und deren H₂-Bedarf pro 100 km für das jeweilige Stützjahr ermittelt. Der Wasserstoffverbrauch von Pkw liegt in unseren Berechnungen bei 1 kg/100 km, für leichte Sattelschlepper kleiner 3.5 t bei 5 kg/100 km. Für mittelschwere Lkw (3.5-18 t) liegt der H₂-Bedarf bei 8 kg/100 km und für die schweren Lkw bis 44 t bei 10 kg/100 km. Der H₂-Verbrauch von Bussen liegt bei 9.5 kg/100 km. Die Anteile der Wasserstofffahrzeuge je Fahrzeugklasse nehmen über die Stützjahre zu. In Abbildung 13 sind die Annahmen zu den Anteilen der Wasserstofffahrzeuge für das Jahr 2050 dargestellt.

Abbildung 13 Anteil der Wasserstofffahrzeuge in % am Gesamtbestand in 2050

Dargestellt ist jeweils der Anteil an der Gesamtflotte der jeweiligen Fahrzeugklasse. In allen Szenarien wird Wasserstoff für schwere Lkw genutzt. Eine Nutzung für Pkw wird im "Low-Szenario" nicht erwartet.

Quelle: Eigene Berechnungen unter anderem auf Basis des Bundesamtes für Statistik (BFS, 2022, 2023a, 2023b).

Über alle Szenarien hinweg wird die stärkste Durchdringung mit Wasserstoff in der Fahrzeugklasse der schweren Lkw gesehen. Diese legen im Durchschnitt pro Jahr 150'000 km zurück. Auch im Bereich der Busse kann eine Anwendung von Wasserstoff vorteilhaft sein, insbesondere in Bergregionen der Schweiz. Abbildung 14 zeigt den Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor über die Stützjahre 2030, 2040 und 2050.

Abbildung 14 Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor



Dargestellt sind die Wasserstoffnachfragen im Verkehrssektor. Im «High-Szenario» im Jahr 2050 ist die Nachfrage doppelt so hoch wie im «Referenz-Szenario».

Quelle: Eigene Berechnungen unter anderem auf Basis des Bundesamtes für Statistik (BFS, 2022, 2023a, 2023b).

Im «Referenz-Szenario» wird für 2050 ein H₂-Bedarf von insgesamt 2.35 TWh hergeleitet. Im «High-Szenario» verdoppelt sich die Nachfrage auf 4.7 TWh. Im «Low-Szenario» werden im Jahr 2050 dahingehend nur 0.78 TWh H₂ im Verkehrssektor nachgefragt.

4.2.3 Industriesektor

Im Sektor Industrie wird der stoffliche Einsatz von Wasserstoff in der Raffinerie (Cressier), in der Uhrenindustrie, in der Kunststeinherstellung und in der Metallerzeugung sowie in der chemischen und pharmazeutischen Industrie betrachtet. In Abbildung 15 wird die Gesamtnachfrage der Industrie für H₂ über die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt.

Abbildung 15 Wasserstoffbedarf im Industriesektor



Dargestellt ist die stoffliche Wasserstoffnachfrage im Industriesektor. Hinweg über alle Szenarien verringert sich der Wasserstoffbedarf, da die Raffinerie bis 2050 nicht mehr betrieben wird.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des BFE (2018).

Im Jahr 2022 lag der Bedarf der Raffinerie bei 0.36 TWh H₂, der Uhrenindustrie bei 0.023 TWh H₂, der Kunststoffsteinherstellung bei 0.0183 TWh H₂, der Metallindustrie bei 0.003 TWh H₂ und der chemischen sowie pharmazeutischen Industrie bei 0.02 TWh H₂. In allen Szenarien wird der zurzeit graue eingesetzte Wasserstoff durch grünen Wasserstoff ersetzt. Der Bedarf der Raffinerie sinkt vereinfachend bis 2050 konstant auf 0 TWh ab, da diese ab 2050 nicht mehr betrieben wird.⁶⁶ Die Bedarfe der anderen Industriezweige werden über die Szenarien als konstant angenommen, sodass sich im Jahr 2050 ein Wasserstoffbedarf von 0.06 TWh ergibt.

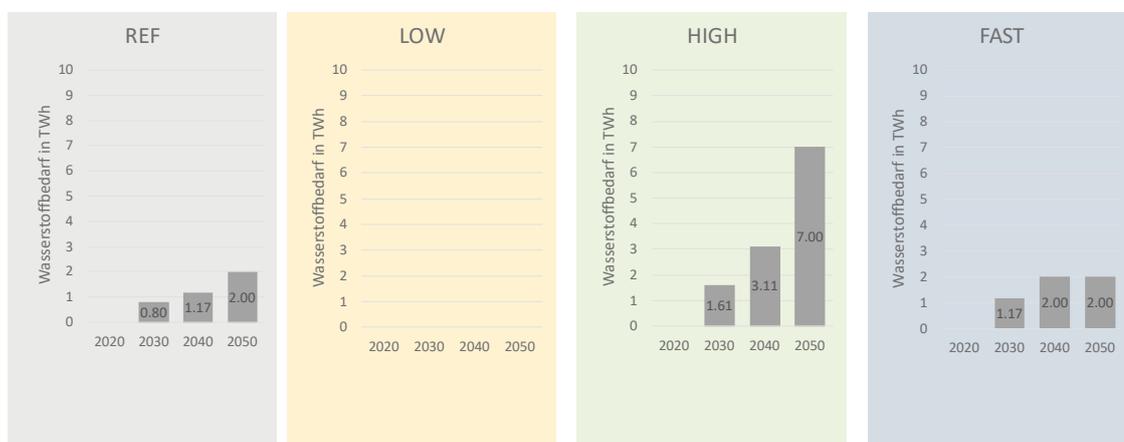
4.2.4 Gebäudewärmesektor

In der Schweiz werden 2021 knapp 60 % der Haushalte mit fossilen Energieträgern beheizt. Daraus ergibt sich eine grosse Notwendigkeit zur Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung in Schweizer Gebäuden. Bei Gebäuden handelt es sich um den gesamten Gebäudepark inkl. privater Wohngebäude und um Gebäude mit gewerblicher Nutzung. Der Raumwärme- und Warmwasserbedarf des gesamten Gebäudeparks beträgt nach den Energieperspektiven 2050+ im Jahr 2020 insgesamt 79 TWh, wobei 23.33 TWh durch Gas und 35.55 TWh durch andere fossile Energieträger gedeckt werden. Gemäss EP 2050+ sinkt bis 2030 der gesamte Raumwärme- und Warmwasserbedarf auf 69 TWh. 2040 werden noch 61 TWh im Gebäudesektor nachgefragt. Diese Nachfrage sinkt bis 2050 auf 56 TWh und wird gemäss EP 2050+ zum grössten Teil durch Fernwärme/Umweltwärme und Elektrizität gedeckt.

In Abbildung 16 wird der Wasserstoffbedarf im Gebäudesektor für die Raumwärme und Warmwasser dargestellt. Dazu gehört jeweils der Bedarf für die Nutzung in Wärmenetzen als auch die direkte Nutzung in Gebäuden. Im «Referenz-Szenario» werden 2030 noch 16.11 TWh des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs durch Gas gedeckt, wobei eine Wasserstoffbeimischung von 5 % (0.80 TWh H₂) erwartet wird. Im Jahr 2040 steigt die anteilige Wasserstoffbeimischung auf 15 % (1.17 TWh H₂) an, wobei der Gesamtgasanteil auf 7.78 TWh sinkt. Denkbar ist auch, dass es regional vereinzelt reine Wasserstoffnetze gibt. Im Jahr 2050 werden im Raumwärmebereich 2 TWh Wasserstoff für die Spitzenlastdeckung und auch Grundlast in Wärmenetzen eingesetzt sowie vereinzelt in reinen Wasserstoffnetzen. Im «Low-Szenario» findet zu keinem Zeitpunkt bis 2050 eine Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas statt und Wasserstoff wird auch nicht in Fernwärmenetzen eingesetzt, so dass es in keinem Stützjahr Wasserstoffbedarf im Wärmesektor (inkl. Wärmenetze) gibt. Auch in diesem Szenario befindet sich 2050 kein Erdgas im Schweizer Energiesystem, da die Verwendung von fossilen Brennstoffen verboten ist. Im Gegensatz dazu wird im «High-Szenario» bereits im Jahr 2030 10 % (1.61 TWh H₂) Wasserstoff beigemischt und im Wärmebereich verwendet. 2040 steigt der Anteil von Wasserstoff im Wärmebereich in Gasnetzen durchschnittlich auf 40 % (3.11 TWh H₂), wobei hier je nach lokalen Gegebenheiten 100 % Wasserstoff denkbar sind und die Beimischungsquoten in den übrigen Netzen niedriger ausfallen. Im Jahr 2050 werden insgesamt noch 7 TWh des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs über Gas gedeckt, das dann zu 100 % aus Wasserstoff besteht. Eine weitere Elektrifizierung zeigt sich durch das hohe und preislich günstige H₂-Angebot als unwirtschaftlich. Im «High-Szenario» wird Wasserstoff insbesondere für die Befeuern von thermischen Netzen genutzt.

⁶⁶ Siehe Energate Messenger (2022), «Dekarbonisierung der Raffinerie in Cressier schreitet voran», verfügbar unter <https://www.energate-messenger.ch/news/230587/dekarbonisierung-der-raffinerie-in-cressier-schreitet-voran>, eingesehen am 26.5.2023. Bis spätestens 2050 haben wir die Ausserbetriebnahme der Raffinerie angenommen, da sich diese nach zweimaliger Nachfrage nicht zu den Details geäußert hat.

Abbildung 16 Wasserstoffbedarf im Gebäudesektor



Dargestellt sind die Wasserstoffnachfragen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Gebäudesektor. Im «Low-Szenario» wird der Bedarf hauptsächlich über Wärmepumpen bereitgestellt.

Quelle: Eigene Berechnungen unter anderem auf Basis der Engieperspektiven 2050+ (BFE, 2020).

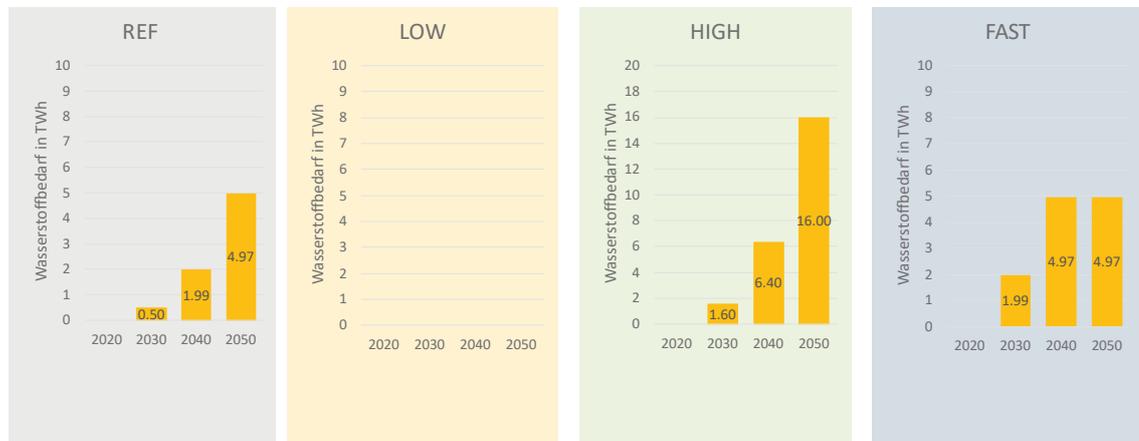
In energieplanerischen Mangelgebieten wie Altstädten, in denen keine realistische Alternative zur individuellen dezentralen Wärmeerzeugung ohne Strom besteht, kann Wasserstoff als Alternative genutzt werden. Im «Fast-Szenario» erhöht sich die Beimischung von Wasserstoff im Erdgas bereits 2030 auf 15 % (1.17 TWh H₂) und nicht erst 2040, wie im «Referenz-Szenario». Im «Fast-Szenario» werden bereits 2040 2 TWh H₂ im Wärmebereich nachgefragt, da Erdgas bereits ab 2040 verboten ist.

4.2.5 Prozesswärmesektor

Die Prozesswärme für industrielle Prozesse sollen nach Möglichkeit durch Umweltwärme für Temperaturen bis 200 Grad Celsius gedeckt werden (Geothermie und Solar sowie weitere Wärmequellen für Wärmepumpen). Gemäss der Wärmestrategie 2050 kommt für Prozesse mit Temperaturen >200°C die direkte Elektrifizierung oder der Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen (Wasserstoff) in Frage. Gemäss der Modellierung von BFE (2022a) wurden im Jahr 2021 rund 82 PJ (23 TWh) für die Prozessenergie in der Schweiz eingesetzt. Davon sind 29 % in Temperaturbereichen < 200 °C, sodass 16 TWh in höheren Temperaturbereichen liegen und gemäss BFE-Wärmestrategie eher schwer zu elektrifizieren sein dürften. Der Prozesswärmebedarf wird zwischen 2021 und 2050 in unseren Szenarien als gleichbleibend angenommen.⁶⁷ Abbildung 17 zeigt für die Szenarien den Teil der Prozesswärme, der mit Wasserstoff gedeckt wird.

⁶⁷ Ausnahme ist das Low-Szenario, in dem der Bedarf an Prozesswärme nicht spezifiziert wird, da der Bedarf mit Strom oder alternativen erneuerbaren Brennstoffen gedeckt wird, was auch mit einer Deindustrialisierung einhergehen kann.

Abbildung 17 Wasserstoffbedarf im Prozesswärmesektor



Dargestellt sind die Wasserstoffnachfragen für Prozesswärme >200°C im Industriesektor. Im «High-Szenario» wird für 2050 eine Wasserstoffnachfrage von 16 TWh prognostiziert, diese entspricht in etwa 29 % der Prozessenergie die 2021 in der Schweiz eingesetzt wurden.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BFE (2022).

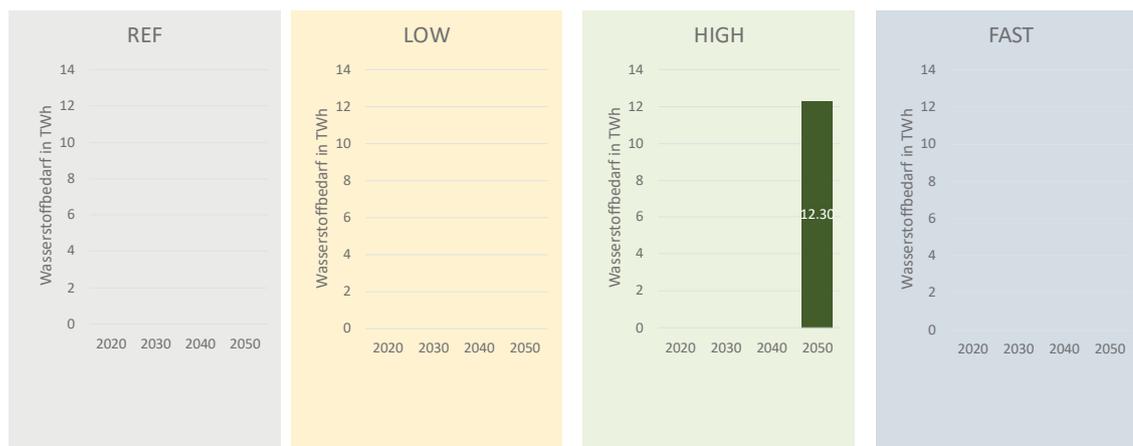
Im «Referenz-Szenario» werden 4.97 TWh Prozesswärme im Jahr 2050 mit Wasserstoff erzeugt. Die entspricht der Menge, die für Prozesse >1200°C angenommen wird. Es ist aber davon auszugehen, dass keine strikte Temperaturgrenze gilt, sondern in Regionen, in denen Wasserstoff für Hochtemperaturprozesse eingesetzt wird, auch umliegende Industrie mit niedrigeren Temperaturen auf Wasserstoff zurückgreift. Die Steigerung von 2020 bis 2050 wird in den Schritten 0 %, 10 %, 40 % und 100 % angenommen. Im «Low-Szenario» wird keine Prozesswärme mit Wasserstoff produziert, da die Produktionsstätten mit schwer elektrifizierbarer Prozesswärme aus der Schweiz abwandern und die übrige Prozesswärme vor allem elektrisch produziert wird. Im «High-Szenario» wird der gesamte Prozesswärmebedarf von 16 TWh (>200°C) im Jahr 2050 durch Wasserstoff bereitgestellt. Auch hier läuft die Grenze nicht strikt bei 200°C, sondern hängt von der Verfügbarkeit von Wasserstoff in regionalen Clustern ab. Die Schritte für 2020, 2030, 2040 und 2050 entsprechen denen im «Referenz-Szenario», sodass im Jahr 2030 1.6 und im Jahr 2040 6.4 TWh H₂ nachgefragt werden. Im «Fast-Szenario» wird der Spitzenwert des «Referenz-Szenarios» von 4.97 TWh H₂ bereits 2040 erreicht.

4.2.6 Stromerzeugungssektor

Im Winterhalbjahr ist die Schweiz auf Stromimporte angewiesen, um den Bedarf zu decken. Aus den Energieperspektiven 2050+ des BFE wird deutlich, dass sich diese Situation szenarioübergreifend bis 2050 nicht wesentlich ändern wird. Je nach Szenario fehlen 5.5 bis 18.5 TWh Strom, die durch Importe gedeckt werden müssen. Im «High-Szenario» gehen wir davon aus, dass es Engpässe bei der Versorgung mit Elektrizität geben wird und Wasserstoff in ausreichenden Mengen günstig zur Verfügung steht, so dass Wasserstoff zur Stromerzeugung genutzt wird. Das «High-Szenario» folgt dabei dem VSE-Szenario «defensiv-isoliert». Darin rechnet der VSE mit einer Stromerzeugung von 7.5 TWh in wasserstoffgeführten GuDs im Jahr 2050. Bei einem angenommenen GuD-Wirkungsgrad von 61 %, ergibt das einen Wasserstoffbedarf von 12.3 TWh. Die zusätzliche Stromerzeugung spielt insbesondere in den Wintermonaten eine entscheidende Rolle, um Stromlücken zu schliessen. Allerdings wird in Abweichung zur VSE-Studie erst im Jahr 2050 Wasserstoff zur Rückverstromung eingesetzt, da dann ausreichend Wasserstoff zu

günstigen Preisen vorhanden sein wird. In den übrigen Szenarien spielt Wasserstoff bei der Stromerzeugung keine Rolle. Ob und wieviel Wasserstoff zur Rückverstromung eingesetzt wird, hängt letztlich auch vom Elektrifizierungsgrad im Wärmebereich ab und es besteht ein Tradeoff zwischen Wasserstoff im Wärmebereich für Spitzlastabdeckung Fernwärme vs. Verstromung und Einsatz für elektrischen Wärmepumpen. Abbildung 18 zeigt den angenommenen Wasserstoffbedarf im Stromerzeugungssektor.

Abbildung 18 Wasserstoffbedarf im Stromerzeugungssektor



Dargestellt ist die Wasserstoffnachfrage im Stromerzeugungssektor. Das «High-Szenario» folgt dabei dem VSE-Szenario «defensiv-isoliert» und bei einem angenommenen GuD-Wirkungsgrad von 61 %, ergibt das einen Wasserstoffbedarf von 12.3 TWh im Jahr 2050.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Energiezukunft 2050 des VSE (2022).

4.3 Zusammenzug von Angebots- und Nachfrageszenarien

Ziel der Marktentwicklungsszenarien ist es, darzustellen, wie die H₂-Nachfrage der Schweiz in den entsprechenden Stützstellenjahren über H₂-Importe und inländische H₂-Erzeugung kostenoptimal gedeckt werden kann. Die anzusetzenden H₂-Importpreise ergeben sich aus dem Mittelwert über alle Potentiale der Importkorridore für die jeweiligen Stützstellenjahre aus Abbildung 6. Die Kosten für die inländische H₂-Erzeugung werden für eine Volllaststundenzahl des Elektrolyseurs von 3'000 h und einem Strombezugspreis von 6 Rp/kWh angesetzt. Denn bei einer Volllaststundenzahl von 2'000 h sind die gemittelten Importpreise zu jedem Zeitpunkt günstiger, sodass in diesem Fall die H₂-Nachfrage vollständig über die H₂-Importe gedeckt würde. Gleichzeitig erscheint die Wahl von 4'000 Volllaststunden als sehr hoch gegriffen, da diese Volllaststundenzahl kaum durch PV-Anlagen oder Onshore-Windkraftanlagen erreicht werden kann. In Tabelle 7 ist eine Übersicht der Preise für den H₂-Import sowie die inländische H₂-Erzeugung bei 3'000 Volllaststunden für die Marktentwicklungsszenarien dargestellt.

Tabelle 7 H₂-Preise für Importe und Kosten für inländisch erzeugten Wasserstoff

H ₂ -Preise (CHF/kg)	2030	2040	2050
H ₂ -Inländisch (3'000 FLH)	4.88	4.30	3.95
H ₂ -Importe	4.93	4.42	3.73

Dargestellt sind die H₂-Preise für den H₂-Import sowie die inländische H₂-Erzeugung. Bei 3'000 Volllaststunden und einem Preis von 6 Rp/kWh für die Stützstellenjahre 2030, 2040 und 2050. 2050 ist der H₂-Importpreis günstiger als der H₂-Preis für die inländische Erzeugung.

1 CHF/kg entspricht 3.333 Rp/kWh (Heizwert von H₂ = 33.33 kWh/kg).

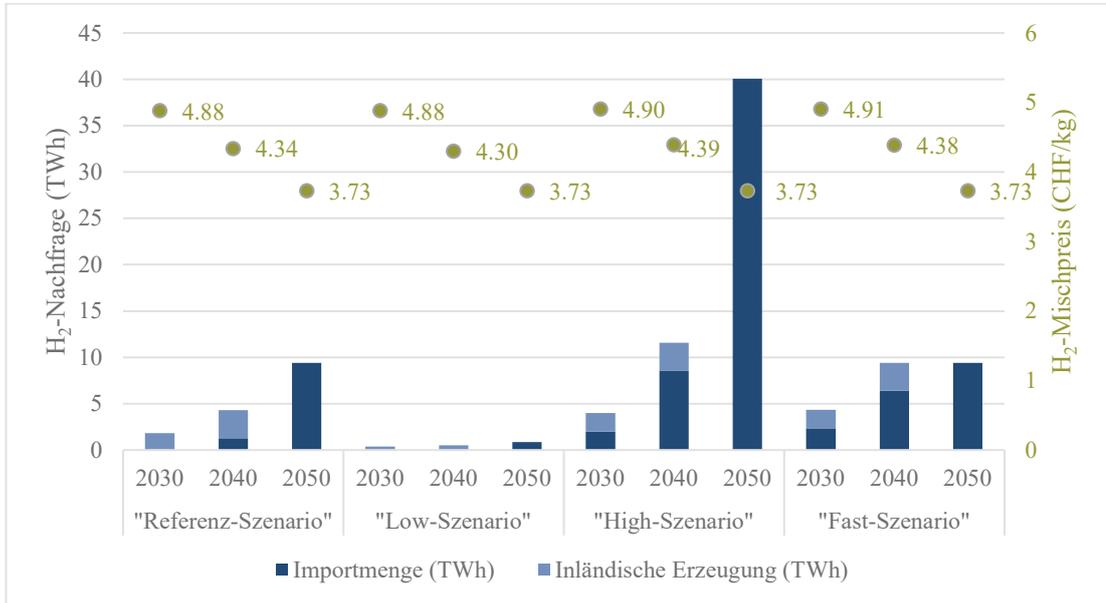
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die inländische H₂-Erzeugung ist bis zum Jahr 2040 günstiger gegenüber den H₂-Importen. Ab dem Jahr 2050 sinken die Importkosten mit 3.73 CHF/kg unter die inländischen H₂-Erzeugungskosten von 3.95 CHF/kg.

Abbildung 19 zeigt, mit welchen Anteilen die H₂-Nachfrage durch Importe und inländische Erzeugung gedeckt wird. Zusätzlich sind die H₂-Mischpreise dargestellt, die sich durch die Deckungsanteile ergeben.

Im Jahr 2030 wird die Wasserstoffnachfrage im Referenz- und Low-Szenario durch die günstigere Option - der inländischen Erzeugung - gedeckt. Zwar sind die inländischen Erzeugungskosten im Jahr 2030 voraussichtlich in allen Szenarien günstiger als Importe, allerdings übersteigt der prognostizierte Bedarf im High- und Fast-Szenario bereits 2030 das inländische Erzeugungspotential. Daher muss bereits 2030 ein Teil des Bedarfs mit Importen gedeckt werden. Für 2030 stellen sich dementsprechend H₂-Preise von 4.88, 4.90 bzw. 4.91 CHF/kg ein. Im Jahr 2040 kann ausschliesslich im «Low-Szenario» die Wasserstoffnachfrage vollständig durch die inländische Erzeugung gedeckt werden, da die H₂-Nachfrage unter der inländisch produzierten H₂-Menge liegt. Dementsprechend liegt der H₂-Preis bei 4.30 CHF/kg. Im «Referenz-Szenario» müssen 2040 etwa 25 % der H₂-Nachfrage über die teureren H₂-Importe gedeckt werden, sodass sich ein H₂-Mischpreis von 4.34 CHF/kg ergibt. Die H₂-Nachfrage im «High-Szenario» für 2040 muss etwa zu 72 % über Importe gedeckt werden, sodass sich ein H₂-Mischpreis von 4.39 CHF/kg einstellt. Im «Fast-Szenario» ergibt sich ein H₂-Mischpreis von 4.38 CHF/kg, da etwa 66 % über Importe gedeckt werden müssen. Im Jahr 2050 wird die H₂-Nachfrage vollständig über Importe gedeckt, sodass der H₂-Preis bei 3.37 CHF/kg liegt. Insgesamt zeigt sich, dass die Wasserstoffpreise im zeitverlauf sinken und dass bereits 2040 die inländische Erzeugung zur Deckung der H₂-Nachfrage nicht mehr ausreicht; ausser im «Low-Szenario». Dementsprechend sind die Importe notwendig und auch ab 2050 die kostengünstigere Option zur Deckung der H₂-Nachfrage in der Schweiz.

Abbildung 19 H₂-Bezugsmengen und angebotsseitige H₂-Mischpreise



Die Anteile aus H₂-Importen und inländischer Wasserstoffherzeugung für die Deckung der H₂-Nachfrage sind für alle vier Szenarien den H₂-Mischpreisen gegenübergestellt. Diese ergeben sich aus den Annahmen zu den inländischen Erzeugungskosten und den Importpreisen.

Quelle: Eigene Berechnungen.

5 Mögliche Regulierungs- und Förderinstrumente

Wie sich der Wasserstoffmarkt in der Schweiz entwickelt, hängt einerseits von den technischen Entwicklungen und dem politischen und regulatorischen Umfeld im Ausland ab. Entscheidend sind andererseits die Rahmenbedingungen in der Schweiz. Im Folgenden werden einzelne Instrumente vorgestellt, die grundsätzlich als Elemente eines Regulierungs- und Förderrahmens in Frage kommen. Die Auswahl orientiert sich an den aktuell in der Praxis der Schweiz und des europäischen Ausland angewendeten oder diskutierten Instrumenten (s. Kapitel 3). Instrumente, die wir als Grundvoraussetzung für einen Wasserstoffhochlauf einstufen, werden in Abschnitt 5.1 aufgeführt. Alle anderen Instrumente, die vor allem Themen des Marktversagens adressieren, werden in Abschnitt 5.2 vorgestellt und mit Blick auf die Zuordnung zu Varianten eines Regulierungs- und Förderrahmens beurteilt. In Abschnitt 5.3 betrachten wir die Finanzierungsoptionen. Die Beurteilung erfolgt qualitativ und zusammengefasst nach Instrumententyp.

5.1 Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt

Grundvoraussetzung, damit sich Märkte bilden können und funktionieren, sind verlässliche Rahmenbedingungen für die potentiellen Marktakteure. Regeln sollten Märkte möglichst nicht unnötig einschränken und verzerren. Da der Wasserstoffmarkt erst in der Entstehungsphase ist, sind technische und politische Regeln für erneuerbarem Wasserstoff von besonderer Bedeutung für den Markthochlauf. Neben einer allgemeinen Orientierungshilfe (Abschnitt 5.1.1) ist die Möglichkeit erneuerbaren Wasserstoff zu deklarieren (Abschnitt 5.1.2) für das Abstecken eines Wasserstoffmarktes von Bedeutung. Die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff sind in technischen und sicherheitsrelevanten Regeln zu berücksichtigen (Abschnitte 5.1.3 und 5.1.4), um auf allen Wertschöpfungsstufen den Umgang mit Wasserstoff in grösseren Mengen zu ermöglichen. Die (sicherheits-)technischen Grundlagen, sind neben anderen, auch ein Element, um Bewilligungen überhaupt zu ermöglichen (Abschnitt 5.1.5). Da die Zukunft von Wasserstoff in der Schweiz mittelfristig von der Möglichkeit zu Importen abhängt, sind die diesbezüglichen Möglichkeiten offen zu halten (Abschnitt 5.1.6).

5.1.1 Verlässliche Rahmenbedingungen und Monitoring

Ohne eine Orientierungshilfe mit Zielen und Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft oder für sie relevanter Grössen (wie der CO₂-Pfad), ist das Risiko für alle Akteure in der Wasserstoffwirtschaft während der Markthochlauf hoch mit entsprechend hohen Finanzierungskosten und negativer Wirkung auf Investitionen. Daher sind die Arbeiten zur Wasserstoffstrategie (vgl. Abschnitt 3.1.3) mit allen beteiligten Kreisen voranzutreiben. Der zu erarbeitende Regulierungsrahmen sollte den Akteuren eine möglichst verlässliche Grundlage liefern, um ihre Kosten nicht unnötig zu erhöhen. Dies trägt zu einem marktgetriebenen Wasserstoffhochlauf bei und vermeidet unnötige Förderkosten.

Die technischen Entwicklungen zur Dekarbonisierung der Energieversorgung schreiten schnell voran und es wird in verschiedenen Bereichen geforscht, um tragfähige Lösungen zu erarbeiten. Auch innerhalb der Wasserstoffwirtschaft ergeben sich ständig Neuerungen, sei es technischer Art oder in der Politik und Regulierung ausserhalb der Schweiz, insbesondere der EU. Daher ist ein Monitoring der Entwicklungen im Wasserstoffmarkt erforderlich, dass auch das Umfeld einbezieht. So kann Anpassungsbedarf identifiziert und bei Bedarf nachjustiert werden.

5.1.2 EU-kompatible Herkunftsnachweise Wasserstoff und Strom

Grundvoraussetzung für die Handelbarkeit und damit für einen Markt für grünen und gegebenenfalls auch blauen Wasserstoff ist, dass Wasserstoff entsprechend seiner Qualität deklariert wird. Ein System von Herkunftsnachweisen (HKN) ist somit mittelfristig ein Grundbestandteil des Regulierungsrahmens. Bei der konkreten Gestaltung sind Varianten vor allem in der zeitlichen Differenzierung denkbar. Das Schweizer System der HKN muss direkt mit dem der EU kompatibel sein, um zukünftig H₂-Importpotentiale nutzen zu können. Bei der Verbrennung von H₂ entsteht kein CO₂, jedoch kann die H₂-Produktion unterschiedlich mit CO₂ belastet sein. Da die Wasserstoffproduktion per Elektrolyse strombasiert ist, sind auch Strom-Herkunftsnachweise und deren Ausgestaltung relevant und allenfalls weitere Kriterien für die Einordnung des Wasserstoffes erforderlich. Die Definition von grünem H₂ sollte möglichst physikalisch definiert sein. In der EU gilt Wasserstoff nur bei Produktion mit «zusätzlichem» Strom und bei zeitlicher und räumlicher Korrelation des Elektrolyseurs mit der Stromproduktion als grün. Dies ist bei der Überlegung zur Herstellung der Kompatibilität mit der EU zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 3.3.3).

5.1.3 EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff

Sowohl bei der Produktion, dem Vertrieb als auch beim Verbrauch von H₂ müssen technische Standards gesetzt werden, um eine Nutzung überhaupt zu ermöglichen, z. B. bezüglich erforderlicher Wasserstoffqualitäten bzw. -reinheitsgraden, sowie den technischen Aspekten des Baus und der Umwidmung von Anlagen. Sie können auf in der EU erarbeiteten Grundlagen und der bestehenden Zusammenarbeit der Schweizer Expertinnen und Experten mit Expertengremien im europäischen Ausland aufsetzen und sollten diese einbeziehen. Insbesondere die Arbeiten des SVGW sind diesbezüglich zu nennen (vgl. Abschnitt 3.3.1).

5.1.4 Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln für Wasserstoff

Sicherheitsrelevante Regeln müssen zwingend die unterschiedlichen physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Methan berücksichtigen. Die revidierte Rohrleitungsverordnung 2023 ist für die Wasserstoffleitungen und -inselnetze nicht geeignet, da sie für Transportleitungen konzipiert wurde (vgl. Abschnitt 3.3.1). Die in der Verordnung vorgesehene Anpassung für Wasserstoff ist zügig umzusetzen, sobald die genannten Grundlagen vorhanden sind. Ohne eine Anpassung wäre der Bau von Wasserstoffleitungen aufgrund der auf die RLV aufsetzenden Bestimmungen der Rohrleitungssicherheitsverordnung stark eingeschränkt.

5.1.5 Klare Bewilligungsverfahren

Ohne Bewilligung können keine Anlagen gebaut und in Betrieb genommen werden. Sind die Hürden sehr hoch, besteht die Möglichkeit, dass Gesuche gar nicht gestellt werden. Der Aufwand für Bewilligungsverfahren und die potenzielle Dauer beeinflussen die Entscheidung, ob ein technisch interessantes Vorhaben aus wirtschaftlicher Perspektive weiterverfolgt wird. Einen Einfluss auf diesen Entscheid können auch antizipierte Kosten während des Betriebs haben, welche durch erforderliche Leitungsumlegungen ohne Bestandsschutz der Anlagen teils durch den Netzbetreiber zu tragen sind.

Erleichterungen bei den Bewilligungsverfahren können auf folgenden Ebenen erwirkt werden (vgl. Abschnitt 3.3.1):

- Praxis der Bewilligungsfähigkeit

- Bei den Bewilligungsanforderungen sind die wasserstoffspezifischen Eigenschaften zu berücksichtigen, so dass nicht unnötige Mehrkosten entstehen, weil z. B. falsche Sicherheitsanforderungen gestellt werden
- Weitere Massnahmen zur Verfahrensbeschleunigung
- Gewichtung bei Interessenabwägung: übergeordnetes Interesse zur Energieversorgung vs. lokale Interessen.

Beispielsweise könnte das im Kanton Bern angewendete Verfahren der öffentlich-rechtlichen Sicherung im Einzelfall als Vorbild dienen. Hier kommen für Entscheidungen zu Durchleitungsrechten beim Leitungsbau öffentlich-rechtliche Sicherungen zum Einsatz (vgl. Abschnitt 3.3.2).

5.1.6 Möglichkeiten für Importe offenhalten

Die Marktentwicklungsszenarien (vgl. Kapitel 4) zeigen, dass die inländischen Produktionsmöglichkeiten begrenzt sind und zu erwarten ist, dass sie im Vergleich zum Ausland auch langfristig weniger effizient sind. Eine Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz ist je nach Szenario langfristig nur mit Importen tragfähig. Um die erforderlichen Mengen zukünftig in die Schweiz transportieren zu können, ist die physikalische Anbindung der Schweiz an den European Hydrogen Backbone erforderlich. Voraussetzung dafür ist wiederum, dass sich die Schweiz in die diesbezüglichen Arbeiten der EU einbringt, was nicht nur eine Zusammenarbeit auf der politischen Ebene erfordert, sondern auch eine Schweizer Wasserstoffstrategie, um sich entsprechend der Strategie zu positionieren (vgl. Abschnitt 5.1.1).

5.2 Instrumente mit Bezug zu den Wertschöpfungsstufen

Die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff hängt von den Gestehungskosten (Elektrolyseur- und Stromkosten), den Transportbedingungen und -kosten sowie dem CO₂-Preis für fossile Alternativen ab. Die folgenden Abschnitte ordnen Instrumente ein, welche diese Elemente beeinflussen. Die Einordnung wird anhand einheitlicher Beurteilungskriterien vorgenommen (Abschnitt 5.2.1).

Die Instrumente beziehen sich auf Regulierungen im Zusammenhang mit Marktversagen (Netzzugang bei natürlichen Monopolen und Internalisierung der externen CO₂-Kosten) und Marktregulierungen bei der Bereitstellung von Energie. Da die Bedingungen für den Wasserstoffmarkt stark von den Regulierungen der Strom- und Gasmärkte bzw. der Strom- und Gasnetze abhängen, werden die diesbezüglichen Regeln in Abschnitt 5.2.2 aufgegriffen. Eine Förderung von Wasserstoff ist prinzipiell ökonomisch mit nicht vollständig internalisierten externen Kosten von CO₂ begründbar. Wären alle CO₂-Kosten internalisiert, bestünde auf Basis dieser Art des Marktversagens keine Fördernotwendigkeit. Instrumente zur CO₂-Reduktion und damit der direkten oder indirekten Internalisierung von CO₂-Kosten, mit Fokus auf die Nachfrageseite, enthält Abschnitt 5.2.3. Förderinstrumente, welche die Kosten und Risikoreduktion der Angebotsseite bewirken oder einbeziehen, werden in Abschnitt 5.2.4 vorgestellt.

5.2.1 Beurteilungskriterien

Die Vorabbeurteilung der Instrumente bildet eine Grundlage für die spätere Zuordnung der Instrumente zu den Varianten des Regulierungs- und Förderrahmens in Kapitel 5.3. Zur Beurteilung der Regulierungs- und Förderinstrumente verwenden wir folgende Kriterien:

- **Effektivität:** Wirksamkeit im Hinblick auf den Markthochlauf von H₂, Skalierbarkeit
- **Effizienz:** Wirkung im Hinblick auf Anreize
 - Positiv: Marktstrukturen, unverzerrte Investitionsanreize, Verursachergerechtigkeit
 - Negativ: Mitnahmeeffekte, Verzerrung angrenzender Märkte
- **Politische Komponente:** Nähe zu Instrumenten in der Schweiz, EU-Kompatibilität
- **Umsetzbarkeit:** Komplexität des Instruments, Aufwand bei den regulierten Akteuren und beim Regulator bzw. bei der Behörde
- **Anpassungsfähigkeit:** Abstufbarkeit und Beschränkbarkeit des Instruments im Zeitablauf
- **Verteilungseffekte:** Soziale Ausgleichserfordernisse oder Relevanz von Ausnahmebestimmungen (Industrie)

Die politische Realisierbarkeit der Instrumente thematisieren wir nicht explizit. Die Ergebnisse der Studie sollen einen Beitrag für die politische Diskussion leisten. Es bleibt der Politik überlassen, die Kriterien zu gewichten. Mit dem Kriterium der «Politischen Komponente: Nähe zu bestehenden Instrumenten in der Schweiz, EU-Kompatibilität» ist ein Beurteilungskriterium enthalten, das eine Einordnung erlaubt, wieweit das Instrument auf bestehenden aufsetzt. Es kann somit als ein Faktor für die Akzeptanz und politische Durchsetzbarkeit verstanden werden.

Alle Instrumente sind mit mehr oder weniger Aufwand so gestaltbar, dass unterschiedliche ökologische Qualitäten des Wasserstoffs unterschiedlich behandelt werden. Bei den Förderinstrumenten ist zusätzlich zu beachten, dass es **Einschränkungen bezüglich der Marktphase** gibt, in denen einige Instrumente eingesetzt werden können.

5.2.2 Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)

Regulierungen des Netzzugangs- und der Marktregulierung für Strom und Gas sind für den Wasserstoffhochlauf relevant, da sie einen grossen Einfluss auf die Kosten und Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff haben. Die diesbezüglichen rechtlichen Grundlagen in der Schweiz und EU sind in Abschnitt 3.3.4 ersichtlich.

- **Horizontale Entflechtung von Wasserstoffnetzen:** Wasserstoffverteilnetze entstehen in der Schweiz dann, wenn sich ein Absatzpotenzial abzeichnet. Im Gegensatz zu Ländern wie Deutschland, wo Wasserstoffnetze in der Anfangsphase um Industriecluster entstehen, die in grossen Mengen grauen durch grünen Wasserstoff als Werkstoff ersetzen, ist die Entwicklung in der Schweiz weniger vorgezeichnet. Die Kenntnis über das Absatzpotenzial haben die Gasnetzbetreiber, die entscheiden müssen, ob und mit welchen erneuerbaren Gasen sie zukünftig einen Teil ihrer Netze wirtschaftlich weiterbetreiben und bestehende Kunden weiter versorgen können. Die Möglichkeit einer integrierten Planung des Wasserstoff-Hochlaufs zusammen mit der Redimensionierung des bestehenden Gasnetzes begünstigt unter diesen Bedingungen den effizienten Markthochlauf von Wasserstoff. In Verteilnetzen ist ein paralleler Betrieb von Wasserstoff- und Methanleitungen betriebs- und volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Es werden sich daher im Verteilnetz Strukturen herausbilden, die entweder Wasserstoff oder Biomethan/synthetisches Methan (evtl. mit einer Beimischung von H₂) transportieren. Eine horizontale Entbündelung der Gasverteilnetze ist daher weder kurz- noch langfristig effizient.

Auf Ebene der regionalen Gastransportnetze ist die Situation durch die Bottom-up Organisation der Schweizer Gaswirtschaft ähnlich wie bei den Verteilnetzen. Der Bau von Wasserstoffleitungen auf der regionalen Transportebene wird durch die lokalen Verteilnetze getrieben. Eine horizontale Entbündelung ist somit auch auf der Transportebene nicht erforderlich, da die Anreize zum Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur auch auf dieser Ebene effizient durch den lokalen Bedarf gesteuert sind, so dass parallele Infrastrukturen von Gas- und Wasserstoff nicht verhindert aber auch nicht ohne wirtschaftliche Grundlage gebaut werden. Der Verzicht auf eine horizontale Entbündelung erleichtert auch die Finanzierung der Netze. Da die zukünftigen Wasserstoffkunden zu einem grossen Teil heutige Gaskunden sind, besteht auch daraus keine Gefahr einer Quersubventionierung zwischen Kunden.⁶⁸ Eine mindestens rechtlich integrierte Betrachtung der Gas- und Wasserstoffnetze ermöglicht eine integrierten Bewirtschaftung von Gas- und H₂-Netzen. Die Umstellung der Verbraucher kann so einfacher erfolgen, was zu einer Beschleunigung des H₂-Markthochlaufs beitragen kann.

Horizontale und vertikale Entflechtung

Vertikales Unbundling bedeutet eine Trennung des Netzes von weiteren Tätigkeiten wie Vertrieb, Produktion oder Handel. Im Zusammenspiel mit weiteren Netzzugangsregeln soll es Wettbewerb zwischen Energielieferanten ermöglichen, der nicht durch einen Netzmonopolisten verzerrt wird. Dies wird damit begründet, dass es sich bei Energienetzen oft um sogenannte «monopolistische bottlenecks» handelt, die nicht im Wettbewerb stehen, während die transportierte Energie durch verschiedene Händler und Lieferanten im Wettbewerb angeboten werden kann. Ein «monopolistisches bottleneck» weist (z. B. für Gas- oder Wasserstoffnetze) kumulativ folgende Eigenschaften auf: Es handelt sich um ein natürliches Monopol mit sinkenden Durchschnittskosten, z. B. für die Bereitstellung der Transportkapazität, und mit hohen versunkenen Kosten, d. h. die Anlagen können nicht einfach für andere Zwecke genutzt oder veräussert werden. Zudem gibt es für den Endverbraucher keine Alternative, um sich (z. B. mit Wärme) zu versorgen.

Das **horizontale Unbundling** betrifft die Trennung zwischen Wasserstoffnetzen und bestehenden Gasnetzen. Es soll verhindern, dass der Bau von Wasserstoffleitungen durch bestehende Gasnetzbetreiber verzögert wird oder dass Kunden der Gasnetze den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur finanzieren (Quersubventionierung).

Der **Entbündelungsgrad** reicht in jeder Dimension (vertikal und horizontal) im Grundsatz vom buchhalterischen Unbundling (getrennte Buchführung) über das rechtliche Unbundling (getrennte Gesellschaften) bis zum eigentumsrechtlichen Unbundling (getrennte Eigentümer). Zusätzlich ist in jeder Stufe auch die separate Führung der Daten aus dem Netzbereich (informatives Unbundling) vorgesehen. Je höher der Entbündelungsgrad, desto weniger können die Wasserstoffnetze mit den übrigen Tätigkeitsbereichen geplant und geführt werden, d. h., je stärker die Entbündelung, desto weniger Synergien können genutzt werden. Darin zeigt sich ein Trade-off zwischen effizienter Ressourcennutzung bei Weiternutzung bzw. Umwidmung bestehender Gasnetze und der Befürchtung ineffizienter Netzmonopole.

⁶⁸ Eine mögliche intertemporale Verschiebung der Kostentragung entsteht durch die sich abzeichnenden (Teil-)Stilllegung der Gasnetze unabhängig von einem Um- oder Ausbau zu Wasserstoffnetzen und muss unabhängig davon adressiert werden.

In der EU wird sowohl die Trennung des Netzes von Vertriebs-, Produktions- und weiteren Marktaktivitäten (vertikale Entflechtung) als auch die Trennung der Wasserstoffnetze von bestehenden Gas- und Stromnetzen (horizontale Entflechtung) vorgesehen. In der Schweiz gibt es bisher kein Gasversorgungsgesetz und damit keine Entbündelungsvorschriften für Gas. Die vertikale Entbündelung der Stromverteilnetzbetreiber in der Schweiz geht mit dem buchhalterischen Unbundling weniger weit als das rechtliche Unbundling in der EU. Eine eigentumsrechtliche vertikale Trennung des Netzes gibt es in der Schweiz nur beim Stromübertragungsnetz.

- **Vertikale Entflechtung von Wasserstoffnetzen und Netzzugang:** In der Markthochlaufphase, in der zur Auslastung neuer Netze ohne Importmöglichkeiten Wasserstoff nur in begrenzten Mengen zur Verfügung steht, ist die Nutzung von Synergien zwischen Netz und Vertrieb wichtig. Die vertikale Entbündelung sollte mindestens in der Anfangsphase nicht über eine buchhalterische Entflechtung hinausgehen. Stromverteilnetzbetreiber müssen den Netzbereich aktuell buchhalterisch vom Marktbereich und damit auch vom Betrieb von Elektrolyseuren trennen, können aber selbst Elektrolyseure betreiben. Dies ermöglicht auch den Stromversorgern die Nutzung von Synergien beim Markthochlauf. In der Aufbauphase ist auch eine Netzzugangsregulierung für Wasserstoffnetze nicht zwingend erforderlich, da es sich in der Anfangsphase um einzelne Leitungen oder Inselnetze handelt. Ausserdem haben die Betreiber der Netze bei knappem Wasserstoffangebot auch ohne Regulierung ein Interesse daran, Lieferanten Netzzugang zu gewähren, um den Bestand ihrer Netze zu sichern. Dies ist bereits bei der Gestaltung der Regeln für den Netzzugang zu Gasnetzen zu beachten, wenn beim Umbau zu Wasserstoffnetzen der Netzbetrieb ohne horizontales Unbundling aus einer Hand erfolgt.
- **Abgeltung von Flexibilitäten im Strommarkt und Stromnetz:** Grundsätzlich können Elektrolyseure in Verbindung mit Anlagen zur Stromproduktion aus fluktuierenden erneuerbaren Energien genutzt werden, um Flexibilitäten bereitzustellen, für die sie entschädigt werden. Dazu zählt marktseitig die Bereitstellung von Regelenergie und netzseitig die Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber. Die Bereitstellung von Flexibilitäten schränkt die Nutzungszeiten der Elektrolyseure ein, kann andererseits aber Anreize generieren, da im Fall von Abregelungen durch den Netzbetreiber oder bei Aufnahme negativer Regelenergie H₂ produziert werden kann. Wird der Wasserstoff zwischengespeichert, wäre auch eine Rückverstromung möglich. Je nach Auslastung und erwarteter Abgeltung ergeben sich so weitere Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff. Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Strompreise und Flexibilitätsoptionen generell in Konkurrenz zur Wasserstoffproduktion stehen. Insbesondere betrifft dies Anlagen wie Wasserkraftwerke, die durch den Produzenten eigenständig gesteuert werden können. Je höher der Strompreis oder der Preis für Regelenergie, desto teurer wird die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff. Beim Strommarktdesign und der Netzregulierung sollten die Anreize so gesetzt werden, dass sie unabhängig von der Technologie einen effizienten Strommarkt und eine effiziente Netznutzung bewirken. Anreize für Investitionen in Speicher, auch in Form von Wasserstoff, werden erhöht, wenn der Nutzen, der z. B. in Form von vermiedenem Netzausbau durch die Steuerung oder Abregelung von Erzeugungsanlagen entsteht, als Abgeltung an die Anlagenbetreiber fließt.
- **(Teil-)Befreiung von Strom-Netznutzungsentgelten** für Elektrolyseure mit Speichern: Eine Befreiung von den Netznutzungsentgelten reduziert die Grenzkosten der H₂-Produktion, wenn Elektrolyseure Strom über das öffentliche Stromnetz beziehen. Befürworter ar-

gumentieren, dass der in Wasserstoff gespeicherte Strom zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz eingespeist werden kann, analog zu den Pumpspeicherwerken, die in der Schweiz keine Netznutzungsentgelte entrichten. Andererseits würde eine Befreiung aber zu einer weiteren Entsolidarisierung bei den Netznutzungsentgelten führen. Solange mit der Befreiung der Pumpspeicher von den NNE ein systemfremdes Element die Produktionskosten der Pumpspeicherwerke senkt, ist auf dieser Ebene auch eine Befreiung der Elektrolyseure von den NNE zu diskutieren. Da durch die Elektrolyseure Mehrkosten im Stromnetz entstehen können, ist zu prüfen, unter welchen Bedingungen eine Befreiung von den Netznutzungsentgelten gewährt werden kann. Ein Kriterium wäre die Netzdienlichkeit, das in der Praxis jedoch vereinfacht definiert werden müsste z. B. durch Knüpfung des Ortes der Rückeinspeisung an den Ort der Produktion. Alternativ könnten Bedingungen ausserhalb des Stromnetzsystems erwogen werden, insbesondere der Beitrag, den der Speicher zur Versorgungssicherheit in Form der ständigen Verfügbarkeit von Energie leistet. Da Wasserstoff unter anderem zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit im Winter dient, ist zu prüfen, ob dieses Argument für eine Förderung, respektive gegen eine Kostenbeteiligung am Stromnetz, herangezogen werden kann. Solche alternativen Kriterien sollten nicht nur für Wasserstoffspeicher und Elektrolyseure, sondern für alle Speichermöglichkeiten inkl. Pumpspeicher gelten. So könnte auch der energieträgerübergreifende Nutzen von Speichern adressiert werden (z. B. Nutzung von Strom für Wärmeanwendungen, Nutzung von Wasserstoff für Strom oder Wärmeanwendung). Da es sich um Kriterien handelt, die ausserhalb des Systems «Stromnetz» liegen, sind Netznutzungsentgelte dafür jedoch nicht das geeignete Instrument. Aufgrund der bestehenden Befreiung der Pumpspeicherwerke von NNE, wäre denkbar, den übrigen Speicher oder zukünftig auch Pumpspeichern, einen Zuschuss zu den Netznutzungsentgelten zu zahlen, der über eine Umlage über alle Netznutzer oder über eine allgemeine Abgabe auf Energieverbrauch finanziert werden kann.

- **Abnahmepflichten für H₂:** Abnahmepflichten für im Inland produzierten Wasserstoff analog der Abnahmepflichten von erneuerbarem Strom und Biogas können den Hochlauf theoretisch beschleunigen. Da Wasserstoff und Erdgas bzw. Biogas im Gegensatz zu Strom keine homogenen Güter sind, gestaltet sich eine solche Abnahmepflicht in der Praxis noch komplexer als im Strombereich. Technische Einschränkungen sowie Übergangs- und Anpassungsfristen für Verbraucher wären, zumindest ab technischer Grenzen, die im einstelligen Prozentbereich liegen, zu beachten. Je nach Anwendung können diese unterschiedlich ausfallen. Deshalb ist über die Abnahme von H₂ in einem Gasnetz zwingend lokal zu entscheiden und nicht durch eine übergeordnete Instanz (Thomsen et al., 2022). Abnahmepflichten können je nach Preisgestaltung zu grösseren Verteilungseffekten führen. Dies zeigt sich im Strombereich, in dem eine Pflicht zur Abnahme besteht und die derzeitige Höhe der Abgeltungen auf Basis der Tarifsituation im jeweiligen Verteilnetz festgelegt wird. Um dies zu vermeiden, ist eine zentrale Stelle erforderlich, die den Strom abnimmt (vgl. Diskussion zum Mantelerlass, Abschnitt 3.3.4).
- **Beimischungsquoten:** Um Mengenziele zu erreichen, sind Beimischungsquoten direkter wirksam als preisbasierte Instrumente. Im Gegensatz zu preisbasierten Instrumenten greifen sie noch direkter in den Markt ein, indem sie Produktqualitäten vorgeben. Sie gehören logisch zu den Marktregulierungen. Das Instrument ist nicht technologieneutral. Wie bei den Abnahmepflichten ergeben sich Herausforderungen bei der Umsetzung, da die gemischten Gase nicht homogen sind und die Voraussetzungen und Kundenbedürfnisse in jedem Netzgebiet beachtet werden müssen. Die Beimischung von Biogas ins Erdgasnetz, die von der

Schweizer Gasbranche praktiziert wird, ist hingegen weniger problematisch, da es sich jeweils um Methan handelt. Ein Beispiel für Beimischungsquoten sind diejenigen für den Flugverkehr oder von Bio-Treibstoffen zu Benzin (E5, E10).

Tabelle 8 Markt Zugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)

Instrument	Effektivität	Effizienz	Politische Komponente	Umsetzbarkeit	Anpassungsfähigkeit	Verteilungseffekte
Horizontale Entflechtung von Wasserstoffnetzen	-	-	0	-	-	+
Vertikale Entflechtung von Wasserstoffnetzen und Netzzugang	0	0	+	0	-	+
Abgeltung von Flexibilitäten im Strommarkt und -netz	0	+	+	+	-	0
(Teil-)Befreiung von Netznutzungsentgelten Strom	0/+	0/+	+	0	0	-
Abnahmepflichten für H ₂	+	-	+	-	-	-
Beimischungsquoten	+	-/0	+	0	0	-

Integrierte Gas- und Wasserstoffnetze ermöglichen einen bedarfsgerechten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur unter Nutzung bestehender Ressourcen und Erfahrungen. Gerade in der Hochlaufphase ist zu erwarten, dass eine vertikale Entbündelung aus Effizienz- oder Effektivitätsgründen nicht erforderlich ist, da die Netzbetreiber ein Interesse daran haben, ihre Netze auszulasten. Beim Wasserstoffhochlauf sind die Anreizwirkungen zu beachten, die von der Regulierung des Strommarktes und des Stromnetzzugangs ausgehen (Abgeltung von Flexibilitäten im Strommarkt- und -netz; (Teil-)Befreiung von Netznutzungsentgelten Strom), da Preissignale des Strommarktes und die Entrichtung von Netznutzungsentgelten direkt einen Einfluss auf die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in der Schweiz haben. Dabei muss abgewogen werden, ob der Beitrag von Wasserstoff für die sichere Energieversorgung eine Befreiung von den NNE rechtfertigt, oder die Befreiung von den NNE an die Netzdienlichkeit gekoppelt wird oder Elektrolyseure stattdessen einen finanziellen Zuschuss zu den NNE erhalten. Diese Abwägung muss jedoch unabhängig von Wasserstoff gelöst werden. Abnahmepflichten für H₂ und Beimischungsquoten haben einen direkten Effekt auf den H₂-Hochlauf, sind aber nicht technologieneutral und aufgrund der unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von Methan und H₂ auch nicht einfach flächendeckend umsetzbar.

Quelle: Eigene Darstellung.

5.2.3 Internalisierung von CO₂-Kosten

Instrumente, die bei der Internalisierung der CO₂-Kosten ansetzen bzw. der CO₂-Vermeidung dienen, bestehen zum einen in direkten preisbasierten Instrumenten und zum anderen in Verboten und Grenzwerten (Preis wird unendlich bzw. so hoch wie die Busse). Sie können aber auch in Form von Prämien Anreize für Verbraucher setzen. Die Instrumente zielen darauf ab, CO₂-basierte Produkte und Technologien aus Verbrauchersicht zu verteuern. Dies begünstigt Technologien und Produkte, die ohne CO₂ auskommen, darunter auch grünen Wasserstoff. Da Wasserstoff nicht direkt «gefördert» wird, sind die Instrumente hinsichtlich eines Wasserstoffhochlaufs weniger effektiv, aber tendenziell technologieneutraler und damit effizienter als Instrumente, die direkt die Kosten des Wasserstoffangebots senken (s. Abschnitt 5.2.4).

- **CO₂-Emissionshandelssysteme** sind ein zentrales marktbasierendes Instrument zur effizienten CO₂-Vermeidung. Eine staatliche Stelle verteilt oder versteigert eine bestimmte Menge an Zertifikaten an CO₂-Emittenten (Cap). Die Zertifikate sind anschliessend handelbar, so dass

sich ein CO₂-Zertifikatspreis bildet, der sich entsprechend der technologischen Entwicklung verändert. Das Instrument wirkt innerhalb des jeweiligen Systems technologieneutral: Das Preissignal setzt ein Anreiz für die Nutzung der günstigen Vermeidungstechnologien. H₂ als eine der Alternativtechnologien wird nicht bevorzugt. Der Preisanreiz wirkt ausserdem unmittelbar und nicht erst, wenn eine staatliche Stelle eine bestimmte Technologie als förderungswürdig erkannt hat. Für die Effektivität dieses Instruments für den H₂-Markthochlauf bedeutet dies, dass die Ausgestaltung des Handelssystems und die Kostenfunktionen alternativer CO₂-Vermeidungsmöglichkeiten zentral sind. Damit das System effizient wirkt und die inländische CO₂-Vermeidung nicht durch den Import CO₂-intensiver Produkte konterkariert wird (Carbon-Leakage), ist ein ergänzender **CO₂-Grenzausgleichsmechanismus** erforderlich. Für die Festlegung der Mengen im Emissionshandelssystem müssen die Emissionen der darin erfassten Akteure bekannt sein und diese Akteure sollten das Handelssystem aktiv nutzen. Dadurch ist eine flächendeckende Anwendung mit höherem Umsetzungsaufwand verbunden. Daher wird in der Praxis oft eine Abdeckung der wichtigsten Branchen angestrebt, sofern dies politisch durchsetzbar ist. Die Akzeptanz für ein Emissionshandelssystem kann erhöht werden, wenn anfänglich Emissionsrechte verschenkt werden. Auf europäischer Ebene ist ein Emissionshandelssystem umgesetzt. Das Schweizer EHS, welches primär grosse emissionsintensive Unternehmen abdeckt, vgl. Seite 45 in Kapitel 3.3.4, ist seit 2020 mit dem EU-EHS I verknüpft. Die ursprüngliche Verteilung der Zertifikate entscheidet über die Nettokosten oder -erlöse der Marktakteure, spielt aber für die effiziente Vermeidung keine Rolle. Ein EHS kann mit CO₂-Differenzverträgen (Carbon Contracts für Difference, CCfD) (s. Abschnitt 5.2.4) verknüpft werden, um für Alternativtechnologien die preislichen Unsicherheiten zu reduzieren.

- **CO₂-Bepreisung durch Abgaben:** Die Höhe der Abgaben soll im Sinne einer Pigou-Steuer die nicht-internalisierten CO₂-Kosten bepreisen und damit in die Entscheidungsfindung einfließen (Internalisierung). Dieses Instrument kann den gleichen technologieneutralen Effekt haben wie ein CO₂-Emissionshandelssystem hinsichtlich seiner Bemessungsgrundlage. Theoretisch können ein Emissionshandelssystem und die CO₂-Bepreisung äquivalent ausgestaltet werden, wobei beim Emissionshandelssystem eine höhere Zielgenauigkeit gegeben ist, da die Menge an Emissionen festgesetzt wird und sich der Preis am Markt ergibt. Bei der CO₂-Abgabe hingegen wird der Preis festgelegt und die Menge ergibt sich am Markt, wodurch der Preis über die Zeit nachadjustiert werden muss. Somit führen die zwangsläufig administrierten CO₂-Preise tendenziell zu etwas mehr Ineffizienzen als der Emissionshandel, da Marktinformationen nicht direkt verarbeitet werden. Die administrierten Preise können auch zu Unsicherheiten bezüglich künftiger Preisanpassungen führen und dadurch investitionshemmend wirken. Je nach Ausgestaltung kann dies jedoch auch bei Emissionshandelssystemen zutreffen. In einem Land wie der Schweiz, das fossile Energien ausschliesslich importiert, kann ein Emissionshandelssystem zu höheren Transaktionskosten als die Abgabenerhebung auf Importprodukte führen. Die CO₂-Abgabe auf Brennstoffe in der Schweiz ist durch die transparente Bindung an das Erreichen von Emissionszielen grundsätzlich auf Effektivität ausgerichtet. Ineffizienzen der Schweizer CO₂-Abgabe bestehen durch ihre Einschränkung auf Brennstoffe. Durch die starke Beschränkung der Bemessungsgrundlage wurde jedoch die politische Akzeptanz erhöht. Der Vorteil ist, dass das System einfach umsetzbar ist, wenn einmal eine Bemessungsgrundlage festgelegt ist. Zu beachten ist die Wechselwirkung mit anderen Instrumenten. Ein CO₂-Abgabensystem kann als Lenkungssystem gestaltet werden, bei dem die Einnahmen an die Bevölkerung zurückgegeben werden. Eine sicht- und spürbare Abgaberückverteilung ist eine wichtige Voraussetzung für

die Lenkungswirkung und kann die politische Realisierbarkeit erhöhen. Eine Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe ist kritisch und könnte verfassungsrechtlich problematisch sein. Umgesetzt ist ein solches System heute z. B. für einen Teil der CO₂-Abgabe in der Schweiz.

- **CO₂-Grenzwerte:** Das Instrument reguliert die CO₂-Mengen der regulierten Outputs. Hier werden weder Preise noch Mengen absolut festgelegt, eine Steuerung der Emissionen ist also wie beim CO₂-Preis nicht direkt möglich. Meist werden solche Grenzwerte branchenspezifisch bestimmt, z. B. für Fahrzeugflotten (EU). Im Gegensatz zu einem EHS sind die Grenzwerte je Output für eine Branche verbindlich und können nur innerhalb des vom Gesetzgeber vorgegebenen Spielraums variiert werden (z. B. innerhalb einer Fahrzeugflotte). Dadurch ist das Instrument weniger effizient als die preislichen Ansätze. Da Grenzwerte relativ definiert werden können, sind einfache Umsetzungsvarianten möglich.
- **Verbote fossiler Technologien:** Verbote sind logisch äquivalent zu einem unendlich hohen CO₂-Preis für die betroffenen Teile der Verbrauchskette. Das Instrument ist damit eine absolute Form der Grenzwerte und kann auf der Zeitschiene damit verbunden werden. Da kein Preis ermittelt werden muss, sind Verbote einfach verankerbar, jedoch greifen sie nur, wenn sie glaubhaft durchgesetzt werden können. Der effektive Preis eines Verbots ergibt sich in der Praxis als Erwartungswert aus der Entdeckungswahrscheinlichkeit und dem Schaden aus der Aufdeckung (z. B. Reputationsschaden, Busse). Da Verbote nicht unterschiedliche Vermeidungskosten berücksichtigen, ist das Instrument weniger effizient als die preislichen Instrumente. Im Gebäudebereich existieren solche Verbote (und Grenzwerte) für fossile Heizsysteme. Gilt ein Verbot nur für Teile der Verbrauchskette ist es noch weniger effektiv als ein Verbot «cradle to grave».⁶⁹
- **Investitionshilfen für CO₂-freie Technologien beim Verbraucher:** Nachfrageseitige Investitionshilfen können den Markthochlauf von Wasserstoff begünstigen. Durch die willkürliche Förderung von einzelnen Technologien mit administrierten Fördersätzen ist ein solches Instrument aber zwangsläufig mehr oder weniger ineffizient. Umgesetzt ist das Instrument beispielsweise in Deutschland, wo für Neufahrzeuge Prämien nicht nur für batterieelektrische Antriebe, sondern auch für Wasserstofffahrzeuge gezahlt werden. Denkbar sind solche Systeme auch bei H₂-Wärmetechnologien, die es in der Schweiz auf kantonaler Ebene für Wärmepumpen gibt, oder für die (kombinierte) Stromproduktion in GuD oder WKK-Anlagen.

⁶⁹ Verbote werden in der Praxis oft mit einem Bestandschutz verknüpft und gelten nur für Neuanschaffungen, was die Wirkung verzögert. Es gibt dann im Gegensatz zur CO₂-Bepreisung keinen Anreiz für Effizienzsteigerungen bei bestehenden Anlagen/Verbrauchern.

Tabelle 9 Internalisierung von CO₂-Kosten

Instrument	Effektivität	Effizienz	Politische Komponente	Umsetzbarkeit	Anpassungsfähigkeit	Verteilungseffekte
CO ₂ -Emissionshandelssystem, inkl. Grenzausgleichsmechanismus	+/0	++	+/0	0	+	-
CO ₂ -Bepreisung (Steuern, Abgaben)	+/0	++	+/0	+	+	-
CO ₂ -Grenzwerte	+/0	0	+	+	+	-
Verbote fossiler Technologien	+/0	-	+	+	0	-
Investitionshilfen für CO ₂ -freie Technologien beim Verbraucher	+	-	++	+	+	-

Ein CO₂-Emissionshandelssystem und CO₂-Abgaben ohne wesentliche Ausnahmeregelungen sind aus Effizienz­sicht die überlegenen Instrumente zur Vermeidung von CO₂. Andere Instrumente können gleich effektiv sein, insbesondere Verbote oder Investitionshilfen für CO₂-freie Technologien in bestimmten Sektoren. Sie berücksichtigen aber keine Marktsignale und sind nicht technologieneutral. Emissionshandelssysteme könnten in Schlüsselsektoren eingesetzt werden, da die Umsetzung für alle Sektoren grösseren Umsetzungsaufwand bedeutet. Steuern und Abgaben auf CO₂ in Form von Lenkungsabgaben können effizient gestaltet werden, da sie beim Endverbrauch ansetzen und auch graue Energie einbezogen werden kann. Verteilungseffekte treten bei allen Instrumenten auf. Ihre Höhe und mögliche Ausgleichsmassnahmen variieren mit der Ausgestaltung der Instrumente.

Quelle: Eigene Darstellung.

Ergänzende Labels und Standards

Labels und Standards können die übrigen Instrumente ergänzen. Sie schaffen Transparenz über den CO₂-Fussabdruck des Angebots und dienen den Verbrauchern als Orientierungshilfe. Da grüner Wasserstoff nur ein Mittel zur Dekarbonisierung ist, sollten die Labels allgemein auf die CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen ausgestellt sein.

5.2.4 H₂-Förderung

Die hier beschriebenen Förderinstrumente zur Kosten- und Risikoreduktion können auf der Angebotsseite ansetzen oder Informationen der Angebots- und Nachfrageseite zusammenbringen. Unterschieden werden Instrumente, welche die Kosten direkt reduzieren und Instrumente, die über die Reduktion des Risikos die Kosten der Investoren reduzieren. Damit sinken die Kosten des Angebots von Wasserstoff.

Angebotsseitige Kosten- und Risikoreduktion

Die angebotsseitigen Förderinstrumente können an die Investitionen oder an den laufenden Betrieb, d. h. die laufenden Kosten, gekoppelt sein.

- **Investitionshilfen für Importkorridor, Transport, Speicher und Produktion**
 - **Einmalzahlungen:** Dieses Instrument kann typischerweise für die Produktion, den Transport (insbesondere für den Neubau der Netze) oder für Speicher eingesetzt werden. Der Staat übernimmt dabei einen Anteil der Investitionssumme. Der Investor übernimmt das Risiko. Einmalzahlungen senken die Kosten der Investoren. Im Gegensatz zur erneuerbaren Stromproduktion fallen bei der H₂-Produktion die variablen Kosten für

den benötigten Strom viel stärker ins Gewicht als die fixen Kapitalkosten. Investitionsbeiträge entfalten daher bei H₂-Produzenten im Vergleich zu PV- oder Windkraftprojekten eine geringere Förderwirkung. Die Höhe möglicher Mitnahmeeffekte ist abhängig von der Wettbewerbssituation und der jeweiligen Marktphase. Die Einmalvergütungen für die erneuerbare Stromproduktion betragen in der Schweiz aktuell zwischen 20 % und 60 % der anrechenbaren Investitionskosten und sollen auch auf erneuerbare Gase ausgerollt werden. Die administrative Umsetzbarkeit ist relativ zu anderen Instrumenten einfach, da Einmalzahlungen nur eine initiale Prüfung der anrechenbaren Investitionen erfordern. Das Instrument kann mit oder ohne Rückzahlung ausgestaltet sein.

- **Bürgschaften und Risikogarantien** sind staatliche Investitionshilfen, die das Risiko der Investoren und damit deren Finanzierungskosten senken. Der Staat übernimmt einen Teil des Verlustrisikos. Da nur das Risiko gesenkt wird, ist die Gefahr der Übersubvention zumindest kleiner als bei der Einmalzahlung, dafür könnte die Risikobereitschaft der Investoren höher sein. Im aktuellen Schweizer CO₂-Gesetz besteht bereits die Möglichkeit, dass der Bund Bürgschaften von höchstens 10 Jahren für Unternehmen mit Produkten und Dienstleistungen rund um die Energiewende übernimmt. Im revidierten CO₂-Gesetz ist zudem ein Technologiefonds zur Finanzierung von Bürgschaften und zur Absicherung von Risiken vorgesehen.

- **Mengenbasierte Unterstützung analog zu Einspeiseprämien**

Wasserstoff kann, anders als Strom, in gewissen Mengen auch via Container transportiert werden. Darauf ist bei der Umsetzung derartiger Instrumente zu achten.

- **Gestehungskostenbasierte Prämie:** Die Abgeltung laufender Kosten reduziert das Verlustrisiko für Investoren bei der laufenden Produktion und ist daher besonders effektiv. Eine kosteneffiziente Bereitstellung ist nicht gewährleistet. Signale zu Engpasssituationen kommen nicht beim Produzenten an. Das Instrument entspricht der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) im Strombereich, die 2009 eingeführt wurde und ausläuft, indem per 2023 keine Anlagen in das Fördersystem mehr aufgenommen werden. Auch in der EU werden derartige Instrumente im Strombereich immer weniger eingesetzt. Das Instrument ist relativ statisch und berücksichtigt nur zeitlich verzögert technologische Entwicklungen und Kostendegressionen. Für Wasserstoff ist zu beachten, dass ein Grossteil der laufenden Kosten durch den Strompreis verursacht wird. Eine gestehungskostenbasierte Prämie für die Wasserstoffproduktion kann zu einer ineffizienten Nutzung von Strom führen, wenn dadurch Knappheitssignale des Strompreises nicht beim Wasserstoffproduzenten ankommen. Dies lässt sich mit der Gestaltung der verwendeten Zeitspanne und Durchschnittskostenbildung abmildern.
- **Gleitende Marktprämie:** Die marktbasierende Abgeltung laufender Kosten setzt einen Anreiz für eine effizientere Bereitstellung im Vergleich zu einer gestehungskostenbasierten Prämie und erhöht dennoch die Planbarkeit für Investoren. Die gleitende Marktprämie wird dem Produzenten ausgezahlt, wenn seine Kosten über dem Referenzmarktpreis liegen. Im Entwurf des Mantelerlasses vom Frühling 2023 ist von beiden Kammern eine gleitende Marktprämie für die Einspeisung in Stromnetze vorgesehen, vgl. Kapitel Abschnitt 3.3.6). Zur Ermittlung der Kosten gibt es verschiedene Varianten, z. B. Auktionen auf der Angebotsseite oder administrative Bestimmung für Anlagentypen. Gestaltungsoptionen bestehen für die Dauer der Durchschnittspreisbildung bei der Ermittlung des Referenzpreises. Das Instrument funktioniert ähnlich wie ein nicht symmetrischer Contract for Differences (siehe unten), da die gleitende Marktprämie nur bei

einer Unterdeckung greift. Da das Instrument auf einem Referenzpreis basiert, kann es im Wasserstoffbereich erst eingesetzt werden, wenn ein Markt etabliert ist und damit ein zuverlässiger Referenzpreis ermittelt werden kann.

Marktorientierte Kosten- und Risikoreduktion

Die marktorientierten Instrumente bringen Informationen der Angebots- und der Nachfrageseite zusammen und erhöhen damit tendenziell die Marktorientierung der Förderung im Vergleich zu den angebotsbasierten Instrumenten.

- **H₂-Contracts for Differences (CfD):** Um den Förderbetrag zu bestimmen, werden der günstigste Anbieter sowie der Abnehmer mit der höchsten Zahlungsbereitschaft für eine bestimmte Menge H₂ identifiziert. Dabei ist der Transport enthalten. Ausgezahlt wird der Differenzbetrag pro Mengeneinheit. Das ermöglicht volkswirtschaftlich eine auktionsbasierte Absicherung der Preise für die Akteure und je nach Ausgestaltung mindestens kurzfristig planbare Mengen. Die Auktionen können im Zeitablauf wiederholt werden, so dass sich ändernde Kosten auf der Angebotsseite und ändernde Zahlungsbereitschaften auf der Nachfrageseite auf die Förderbeiträge auswirken, was eine effiziente Ausgestaltung ermöglicht. Aufgrund der Notwendigkeit, Preisgebote abzugeben, ist das Instrument vor allem für größere Akteure auf dem Wasserstoffmarkt, wie auf der Nachfrageseite für Industrieunternehmen, geeignet. Da mehrere Anbieter und Nachfrager Gebote abgeben, ist eine gewisse Marktliquidität Voraussetzung für das Instrument. Alternativ kann das Instrument auch für lokale Produktion und Verbrauch eingesetzt werden. Zudem ist denkbar, statt Auktionen eine Kopplung an einen Marktreferenzpreis vorzusehen (s. auch gleitende Marktprämie), was den Kreis der Adressaten erhöht, aber noch mehr Marktliquidität voraussetzt. Einseitige (one-sided) CfD sind vergleichbar mit einer Marktprämie, da der Produzent die Differenz ausbezahlt bekommt, wenn der Marktpreis unter dem Basispreis liegt. Bei einem zweiseitigen (two-sided) CfD bezahlt der Produzent die Differenz hingegen zurück, wenn der Marktpreis über dem Basispreis liegt. Grundsätzlich können CfD für verschiedene Technologien angewendet werden, nicht nur für H₂.
- **Carbon Contracts for Differences (CCfD):** Referenz ist hier nicht wie bei den H₂-Contracts for Differences der H₂-Preis, sondern der CO₂-Preis. Ist zum gegebenen CO₂-Preis das Angebot von CO₂-neutraler Energie nicht konkurrenzfähig, erhält der Verbraucher, der einen Energiebezugsvertrag hält, die Differenz zum niedrigeren CO₂-Preis ausgezahlt. Nötig ist demnach ein klarer CO₂-Referenzpreis, so dass das Instrument an das EU-ETS bzw. EHS der Schweiz angebunden wäre. Das Instrument wird in der EU diskutiert bzw. genutzt, da es ein effektives Instrument zur Reduktion des Risikos auf Angebots- und Nachfrageseite ist. Das Instrument kann zielgerichtet für Unternehmen eingesetzt werden, die H₂ verwenden, die dann jedoch für längere Zeit auf H₂-Verwendung festgelegt sind. Das Instrument ist aber grundsätzlich technologieneutral gestaltbar, und geeignet, nicht nur H₂ als Alternativtechnologie zu beanreizen.
- **Langfristverträge** zwischen Akteuren der verschiedenen Wertschöpfungsstufen können das Risiko von Preisschwankungen für die vertraglich vereinbarte Menge reduzieren. Sie erhöhen die Planbarkeit für Produzenten und Verbraucher. Die Preise entsprechen der langfristigen Einschätzung der Marktteilnehmer. Für die Wasserstoffproduktion werden heute bereits **Power Purchase Agreements (PPA)** eingesetzt um Strom aus EE-Anlagen (z. B. PV, Wind) zu einem abgesicherten Preis für die Wasserstoffproduktion zu verwenden. In der Gaswirtschaft wurden Langfristverträge in Zeiten des Hochlaufs der Importe genutzt,

um den gleichzeitigen Aufbau der Produktion, des Transports und der Nachfrage abzusichern und für alle Akteure durch die gegenseitigen Verpflichtungen das Risiko zu reduzieren. Auch nach der Hochlaufphase können Langfristverträge den Präferenzen der Akteure entsprechen und Nutzen stiften, auch wenn damit die Liquidität an den Spot- und Terminmärkten tendenziell reduziert wird. Da es sich bei dem Instrument um privatwirtschaftliche Verträge handelt, ist hier mit Blick auf die langfristige Wirkung das Kartellrecht zu beachten.

Tabelle 10 H₂-Förderung

Instrument	Effektivität	Effizienz	Politische Komponente	Umsetzbarkeit	Anpassungsfähigkeit	Verteilungseffekte	In allen Marktphasen einsetzbar
Einmalzahlungen	+/0	0	+	0	+	-	+
Bürgschaften, Risikogarantien	+/0	0/+	+	0	+	0	+
Gestehungskostenorientierte Prämie	++	-	0	0	+	-	+
Gleitende Marktprämie	++	0	+	0	+	0	H ₂ -Markt erforderlich
H ₂ -Contracts for Differences	+	+	0	0	+	0	H ₂ -Markt erforderlich
Carbon Contracts for Differences	+	+	0	0	+	0	EHS erforderlich
Langfristverträge	+	+	+	+	0	+	+

Die direkte Förderung von Wasserstoff kann bei der Bereitstellung des Angebots ansetzen (Einmalzahlungen; Bürgschaften, Risikogarantien, mengenabhängige Prämien) oder Informationen der Angebots- und Nachfrageseite berücksichtigen (Contracts for Differences; Carbon Contracts for Differences; Langfristverträge). Die letzte Gruppe ist aus Effizienzsicht überlegen, wobei die Langfristverträge zwischen privaten Akteuren ohne staatliche Finanzierung auskommen. Investitionshilfen (Einmalzahlungen; Bürgschaften, Risikogarantien) schätzen wir aufgrund des hohen Anteils mengenvariabler Kosten weniger effektiv ein als die übrigen Instrumente, sie sind aber bereits in der Schweiz etabliert. Für Instrumente, die Marktsignale berücksichtigen (gleitende Marktprämie, Contracts for Differences, Carbon Contracts for Differences) ist zu beachten, dass diese erst eingesetzt werden können, wenn der entsprechende Markt etabliert ist. Verteilungseffekte sind bei keinem Instrument zu vermeiden, das auf staatliche Finanzierungsbeiträge angewiesen ist.

Quelle: Eigene Darstellung.

5.3 Finanzierungsaspekte

Die Instrumente stellen sehr unterschiedliche Anforderungen an den Finanzierungsbedarf und die Möglichkeiten der Finanzierung. Grundsätzlich sollten aus finanzwissenschaftlicher Sicht die entsprechenden Aufwendungen aus dem allgemeinen Haushalt gedeckt werden (Trennung von Einnahmen und Ausgaben). Aus politökonomischen Gründen kann auch eine Kopplung der Ausgaben an Einnahmen aus beispielsweise CO₂-Steuern und -Abgaben oder Umlagen auf den Energie- oder Strombezug erwogen werden (Zweckbindung).

Grundsätzlich keinen direkten Finanzierungsaufwand verursachen Regulierungsmassnahmen. Wenn Geldflüsse im Spiel sind, können die bestehenden Systeme so ausgestaltet werden, dass für die öffentliche Hand kein weiterer Finanzierungsaufwand entsteht. Dazu gehören die meisten

Netzzugangs- und Marktregulierungen im Strom- und Gasbereich, die wir in Abschnitt 5.2.2 vorgestellt haben. Einzig für die (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von Strom-Netznutzungsentgelten entsteht ein Finanzierungsbedarf, wenn statt einer Befreiung von Strom-NNE ein Zuschuss an die NNE gezahlt wird. In diesem Fall ist die Finanzierung aus dem allgemeinen Haushalt oder mit energiespezifischen schweizweiten Abgaben möglich.

Die in Abschnitt 5.2.3 genannten **Massnahmen zur Internalisierung von CO₂-Kosten** verursachen ebenso grossmehrheitlich keinen direkten Finanzierungsbedarf. Dies gilt für CO₂-Grenzwerte und Verbote fossiler Technologien. Finanzierungsbedarf besteht bei diesen Instrumenten, wenn Verteilungseffekte abgemildert werden sollen. Beim CO₂-Emissionshandelssystem oder bei CO₂-Steuern und -Abgaben können sogar Einnahmen generiert werden, wenn Zertifikate versteigert oder Abgaben nicht direkt an die Bevölkerung zurück- oder anderweitig umverteilt werden. Bei Investitionshilfen für CO₂-freie Technologien dagegen gibt es je nach Ausgestaltung einen hohen Finanzierungsbedarf.

Ein potenziell hoher Finanzierungsbedarf besteht auch bei den meisten Massnahmen, die wir im Abschnitt 5.2.4 zur **Förderung von H₂** zur Reduktion von Kosten und Risiken vorgestellt haben. Nur der Verzicht auf Verbote von Langfristverträgen zieht keine direkten Kostenfolgen nach sich. Bei Bürgschaften und Risikogarantien übernimmt der Staat das Risiko eines ausbleibenden Zahlungsstroms oder einer Zahlungsunfähigkeit. Materialisiert sich ein solches Risiko, benötigt der Staat flüssige Mittel, um die versprochenen Zahlungen zu leisten. Für alle anderen expliziten Fördermassnahmen⁷⁰ muss der Staat ein Budget vorsehen. Je nach Ausgestaltung und Umfang der Fördermassnahmen entsteht hier rasch ein grosser Finanzierungsbedarf, der kaum aus der Zweckbindung klimaschutzbedingter Einnahmen gedeckt werden kann. Stellt sich eine Finanzierung aus dem allgemeinen Haushalt als politisch schlecht durchsetzbar heraus, sind weitere Finanzierungsquellen individuell zu prüfen. Dazu zählen zweckgebundene Sonderabgaben (etwa analog zum «Klimarappen»), die Bindung an andere politische Vorlagen und Ähnliches.

Bei der Wahl der Finanzierungsoptionen stellt sich die Frage, wie verursachergerecht sie sind. Bei **Abgaben** wäre zu entscheiden, welche Energieverbraucher sie tragen sollen und ob eine Solidarisierung z. B. über alle Stromverbraucher, Gasverbraucher (inkl. Wasserstoff) oder alle Energieträger stattfinden soll.

Für den Wasserstofftransport in der Schweiz ist zudem denkbar, dass Investitionen durch die **Nutzer bestehender Gasinfrastrukturen** getragen werden. Da in der Schweiz die überwiegende Zahl der zukünftigen Wasserstoffkunden eine Teilmenge der heutigen Gaskunden sind, wäre der Neubau von Wasserstoffnetzen auf der Ebene der Verteilnetze volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Eine Umwidmung eines Teils der bestehenden Gasnetze im Zuge von Netzplanungen und (Teil-)stilllegungen ermöglicht eine Finanzierung der mit Wasserstoff weitergenutzten Gasnetze durch Netznutzungsentgelte. Im Verteilnetz ist aufgrund einer Umnutzung für Wasserstoff nicht davon auszugehen, dass spürbare Mehrkosten entstehen. In den Transportnetzen ist zunächst zu prüfen, in welchem Ausmass zusätzliche Leitungen für Wasserstoff erforderlich sind. Zumindest in der Aufbauphase wäre eine gemeinsame Finanzierung mit den Methantransportnetzen unter den gleichen Argumenten denkbar, die auch für die Verteilnetze gelten. Je nach Entwicklung könnte zu einem späteren Zeitpunkt eine Trennung der Finanzierung geprüft werden. In der Aufbauphase kann ausserdem geprüft werden, ob eine Glättung der Tarife im Zeitablauf regulatorisch gestützt

⁷⁰ Diese sind Einmalzahlungen, Gestehungskostenorientierte Prämie, Gleitende Marktprämie. H₂-Contracts for Differences und Carbon Contracts for Differences.

werden sollte.⁷¹ Voraussetzung für die Nutzung dieser Finanzierungsoptionen ist, dass die Entbündelungsvorgaben und weiteren Marktregulierungen dies ermöglichen (vgl. Abschnitt 6.1).

⁷¹ Vgl. auch den diesbezüglichen Vorschlag der Deutschen Energie-Agentur (dena, 2022). Diese Frage stellt sich auch im Zusammenhang mit (Teil-)Stilllegungen von Gasverteilnetzen, wenn keine Umwidmung für die Wasserstoffnutzung vorgesehen ist.

6 Varianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff

In diesem Kapitel werden die Instrumente aus Kapitel 5 zu Varianten eines Regulierungsrahmens kombiniert. In einem ersten Schritt identifizieren wir die Instrumente, die aufgrund der Einschätzungen in Kapitel 5 eine Grundvoraussetzung für die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz sind (Abschnitt 6.1). Welche weiteren Instrumente zu den Rahmenbedingungen hinzugefügt werden, hängt davon ab, auf welchen übergeordneten (energie-)politischen Zielen der Schwerpunkt liegt. Eine diesbezügliche Einordnung ermöglicht Abschnitt 6.2. Abschnitt 6.3 enthält drei Varianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff, die entsprechend der jeweils übergeordneten Zielsetzung ausdifferenziert sind.

6.1 Grundlegende Bestandteile eines Regulierungsrahmens

Die Marktentwicklungsszenarien (vgl. Kapitel 4) zeigen das weite Spektrum der Wasserstoffnachfrage in Abhängigkeit der Importmöglichkeiten und der Preise. Welcher Pfad sich für H₂ in der Schweiz entwickeln wird, hängt nicht nur von politischen und regulatorischen Entscheidungen in der Schweiz ab. Auch viele nur sehr bedingt beeinflussbare Faktoren wie die Entwicklung des technischen Fortschritts und der Aufbau von H₂-Produktionsanlagen und Infrastruktur im Ausland sind dafür massgebend.

Um die Möglichkeiten für eine Entwicklung der H₂-Wirtschaft zukünftig nutzen zu können, muss der Instrumentenmix mit unterschiedlichen exogenen Entwicklungen kompatibel sein und Optionen offenhalten. Dabei sollte der Regulierungsrahmen selbst eine gewisse Verlässlichkeit mit sich bringen, um die Risiken und damit die Kosten für die Investitionsentscheidungen der Akteure nicht durch unsichere Rahmenbedingungen zu erhöhen.

Aus den Vorüberlegungen in Kapitel 5 ergeben sich grundlegende Bestandteile eines Regulierungsrahmens (vgl. Tabelle 11 auf der folgenden Seite).

Die Wasserstoffwirtschaft ist in der Schweiz, aber auch in der EU, im Aufbau und es gibt noch keinen Markt, der mit Strom oder Erdgas/Biogas vergleichbar ist. Zentral ist daher, zunächst die **politischen und technischen Voraussetzungen für die Etablierung eines Wasserstoffmarkts** herzustellen. Dazu gehören das Abstecken eines potenziellen Marktes (Wasserstoffstrategie und Monitoring), die Kennzeichnung von Wasserstoffprodukten (Herkunftsnachweise), technische Spezifikationen für die Anwendbarkeit von Wasserstofftechnologien auf allen Wertschöpfungsstufen (technische Standards, sicherheitsrelevante Regeln) sowie perspektivisch die Option Wasserstoff zu importieren (Importe offenhalten).

Im Bereich der **Marktzugangsregulierung** ist die Zulassung von sollten die Entflechtungsregeln integrierten Methan- und H₂-Netzen ermöglichen. So wird sichergestellt, dass Gasverteilnetze unter Berücksichtigung der Kundenanforderungen und der örtlichen Gegebenheiten rückgebaut werden und evtl. Teile davon entweder mit synthetischem Methan/Biogas oder Wasserstoff weiterbetrieben werden. Damit diese kunden- und strukturgetriebene Gasnetzplanung auf die regionalen Transportnetze rückwirkt, ist auch auf dieser Ebene keine horizontale Entbündelung der bestehenden Gasnetze von Wasserstoffnetzen vorzusehen, die über den Entbündelungsgrad hinausgeht, der heute für Stromnetze besteht. Zusätzlich bietet dies den Vorteil, dass auf dieser Transportebene die für den Um- oder Neubau erforderlichen finanziellen Mittel einfacher bereitgestellt werden können, auch weil weniger Herausforderungen bei der Marktkapitalisierung auftreten als bei einer neuen Gesellschaft. Nachdem der Transformationsprozess der Netzinfrastruktur für Gase abgeschlossen ist, könnte geprüft werden, ob Voraussetzungen vorliegen, die eine

stärkere Entbündelung nahelegen, auch um EU-Anforderung zu erfüllen und damit die Schweiz als Transitland für erneuerbare Gase zu positionieren.

Tabelle 11 Grundlegende Bestandteile der Varianten eines Regulierungsrahmens

Politische und technische Voraussetzungen für Wasserstoffmarkt
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verlässliche Rahmenbedingungen: Wasserstoffstrategie, Monitoring der Entwicklungen und Potenziale ▪ EU-kompatible Herkunftsnachweise Wasserstoff und Strom ▪ EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff ▪ Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln speziell für Wasserstoff ▪ Klare Bewilligungsverfahren ▪ Möglichkeiten für Importe offenhalten
Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit Wasserstoff)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horizontale Entflechtung soll integrierte Gas- und Wasserstoffnetzplanung und -finanzierung nicht verhindern ▪ Vertikale Entflechtung analog heutiger Regeln im Strombereich und keine Netzzugangsregulierung zu Wasserstoffnetzen in der Markthochlaufphase ▪ Keine einheitlichen Abnahmepflichten oder Beimischungsquoten ohne Beachtung technischer Restriktionen
Weitere Instrumente in Abhängigkeit der Zielausrichtung
Internalisierung von CO₂-Kosten
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Internalisierung der CO₂-Kosten mindestens beibehalten mit CO₂-Emissionshandelssystem und CO₂- Abgabe ▪ Keine Verbote bestimmter Technologien ▪ Labels und Standards für Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen
Weitere Instrumente in Abhängigkeit der Zielausrichtung
Wasserstoff-Förderung
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen für Importinfrastruktur und Speicher in der Anfangsphase ▪ Zulassung von Langfristverträgen zwischen Akteuren der Wertschöpfungsstufen
Weitere Instrumente in Abhängigkeit der Zielausrichtung

Grau: Instrument wird in allen Varianten eingesetzt.

Weiss: Instrumente sind für die weiteren Varianten zu spezifizieren.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Nutzung von Synergien ist mindestens in der Hochlaufphase auch zwischen den Bereichen Wasserstoffproduktion, -speicherung und -transport innerhalb der Wertschöpfungskette Wasserstoff aber auch im Zusammenspiel mit der Strom- und Gasversorgung zu sichern. Für Strom- und Gasnetze (inkl. Wasserstoff) sollte die Regulierung daher nicht mehr als eine buchhalterische Trennung von den übrigen Geschäftsbereichen fordern.⁷² Zudem ist während eines Markthochlaufs kein regulierter Netzzugang erforderlich, da es sich um einzelne Leitungen und Inselnetze handelt und die Leitungseigentümer bzw. -betreiber auch ohne Regulierung darauf angewiesen sind, erneuerbare Gase in grösseren Mengen über ihr Netz zu transportieren, um langfristig wirtschaftlich rentabel zu sein.

Um den Marktzugang für erneuerbare Energien zu erleichtern, gibt es für Stromnetzbetreiber Abnahmepflichten für erneuerbaren Strom, die auch in den Eckpunkten zum GasVG zusammen mit Beimischungsquoten erwähnt werden. Für Wasserstoff eignen sich aufgrund der unterschiedlichen chemischen Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas/Biogas solche Massnahmen nur im Rahmen technischer Bandbreiten, damit der Transport und die Verwendung des Gasgemischs

⁷² Beim Entbündelungsgrad auf dem Hochdrucknetz sind auch die Implikationen für die Unabhängigkeit der Kapazitätsvergabe zu beachten um die Kompatibilität mit EU-Anforderung zu erfüllen.

gewährleistet werden kann. Diese Bandbreiten können in unterschiedlichen Netzgebieten unterschiedlich ausfallen. Eine Vereinheitlichung kann je nach Zeitpunkt, Netzgebiet und Endverbraucher hohe Kosten im Netz und/oder den Verbrauchern verursachen, was aufgrund des ohnehin temporären Charakters einer solchen Massnahme nicht zweckmässig erscheint. Die Vorgabe, dass 2050 nur noch dekarbonisierte Energieträger zugelassen sind, besteht bereits, sodass jeder Gasnetzbetreiber ohnehin gezwungen ist, einen Weg dorthin individuell zu gestalten oder seine Tätigkeit zu beenden.

Grundpfeiler der Dekarbonisierung bleibt im Regulierungsrahmen die **Internalisierung der CO₂-Kosten**. Das aktuelle System mit Emissionshandelssystem und Abgaben auf Brennstoffe bleibt mindestens bestehen und wird entsprechend der Pläne des Bundesrats sukzessive an die Erweiterungen der EU (ETS II) angepasst, damit die Schweiz nicht unter den Grenzausgleichsmechanismus der EU fällt. Darüberhinausgehende Massnahmen sind je nach Variante möglich. Verbote bestimmter fossiler Technologien sollen jedoch grundsätzlich nicht ausgesprochen werden, da sie gegenüber preislichen Massnahmen oder Mengenrestriktionen mit Grenzwerten zu restriktiv sind und kaum Anpassungen bei technischen Entwicklungen erlauben. Dagegen werden Massnahmen zur Erhöhung der Transparenz zum CO₂-Gehalt von Produkten und Dienstleistungen als Orientierungshilfe grundsätzlich als zweckdienlich eingestuft.

Konkrete **H₂-Förderung** zur Kosten- und Risikoreduktion in Form von Investitionshilfen und auch Bürgschaften, die auf der Angebotsseite wirken, schlagen wir als grundlegenden Bestandteil nur für die Importinfrastrukturen in der Schweiz sowie für die Prüfung des Baus inländischer Wasserstoff-Speicher und deren Realisierung vor. Beides könnte sich, je nach Entwicklungen im In- und Ausland, auch ohne Investitionshilfen entwickeln. Da das Netto-Null-Ziel mit 2050 zeitlich verortet ist, sind diese Massnahmen vorgesehen, um eine rechtzeitige Anbindung an den Europäischen Hydrogen Backbone (EHB) sicherzustellen. Dadurch kann bei Bedarf Wasserstoff für die Erreichung des Netto-Null-Ziels eingesetzt und mit Speichern eine Versorgung mit Molekülen im Winter sichergestellt werden. Um die Stützung des Markthochlaufs durch die Privatwirtschaft möglichst gut nutzen zu können, sollten private Initiativen zur Risikoreduktion zugelassen sein bzw. nicht durch restriktive Wettbewerbspolitik verhindert werden. Insbesondere zählen dazu privatwirtschaftliche Langfristverträge zwischen Strom- und Wasserstoffproduzenten (PPAs), um die Preisrisiken und Produktionskosten für Wasserstoff kalkulierbar zu machen. Solche Langfristverträge sollten symmetrisch von den Wasserstoffproduzenten an Verbraucher weitergegeben werden können, damit auch diese eine Absicherung haben. Grundsätzlich ist denkbar, auch den Transport in solche Verträge einzubeziehen, um einen simultanen Hochlauf der gesamten Wertschöpfungskette zu stützen (vgl. auch Ausführungen zum Unbundling oben).⁷³ Diese Risikoteilung zwischen Angebot und Nachfrage ist ein bewährtes Instrument zum Aufbau von Infrastrukturen durch private Investoren und aus dem Strom- und Gassektor bekannt. Langfristverträge können auch dann noch für die Akteure zur Risikoteilung, Planbarkeit oder auch zur Sicherung einer bestimmten regionalen Herkunft nützlich sein, wenn Importe den Wettbewerb zwischen den Produzenten intensivieren.

⁷³ Ein solches Vorgehen war auch zur Zeit der Entwicklung der Strom- oder Gasversorgung üblich. Erst nachdem ein zusammenhängendes Versorgungssystem aufgebaut war, wurden solche Verträge zu Gunsten von Marktbeschaffung abgelöst und verboten.

6.2 Relevanz übergeordneter Ziele für die Detaillierung der Rahmenbedingungen

Die übergeordneten energiepolitischen Ziele, die in unsere Überlegungen einfließen und die unsere Varianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff charakterisieren, sind in Abschnitt 6.2.1 beschrieben. Als Orientierungshilfe für die Herleitung der Umsetzungsvarianten eines Regulierungsrahmens (vgl. Kapitel 6.3) enthält Abschnitt 6.2.2 zwei theoretische Eckvarianten eines Regulierungsrahmens.

6.2.1 Übergeordnete energiepolitische Ziele

Die Varianten des Regulierungs- und Förderrahmens richten wir in Anlehnung an das energiepolitische Zieldreieck aus Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit aus (siehe zum Beispiel Pittel, 2012). Dabei betrachten wir das Ziel der Umweltverträglichkeit stark vereinfachend als CO₂-Neutralität bis 2050, das für alle Varianten gleichermaßen angestrebt wird. Die Umweltverträglichkeit wird somit auf die Klimaverträglichkeit reduziert.

Aus dem dreidimensionalen wird somit ein zweidimensionaler Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit:

- **Wirtschaftlichkeit** bedeutet in unserem Analyserahmen, dass möglichst effiziente Instrumente eingesetzt werden, so dass Regulierungs- und Fördermassnahmen Marktverzerrungen bestmöglich eingrenzen.
- Unter **Versorgungssicherheit** verstehen wir im Analyserahmen die Absicherung gegen Risiken bei der Energieversorgung durch ein hohes Mass an Bereitstellung und Speicherung von Energie in der Schweiz, Diversifikation der Energieträger und Diversifikation der Importquellen.

Als weiteren Faktor berücksichtigen wir die **Geschwindigkeit** der Zielerreichung. Zusätzlich zum Fokus Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit entwickeln wir einen Regulierungs- und Förderrahmen, der darauf abzielt, CO₂-Neutralität möglichst schnell und schon vor 2050 zu erreichen.

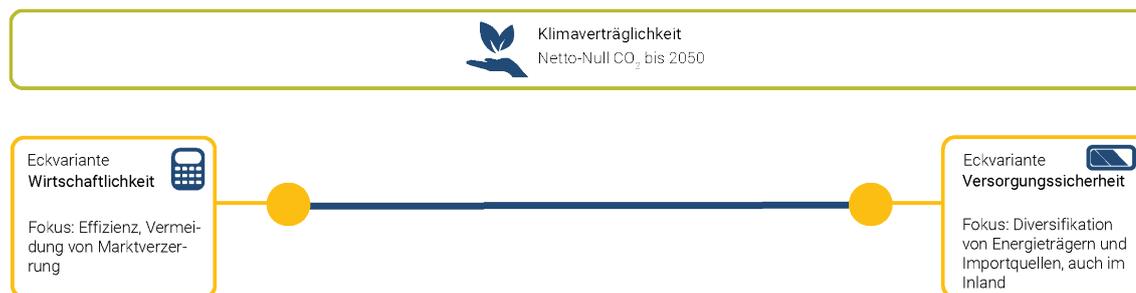
Diese starke Vereinfachung blendet die wichtigen Diskussionen um den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung aus, wie sie in der Schweiz in Gesellschaft und Politik verhandelt wird. Zudem kommen in jedem potentiellen Exportland spezifische Aspekte hinzu. Diese Diskussionen müssen grundsätzlich geführt und eine Interessenabwägung vorgenommen werden. Allerdings müssen die Rahmenbedingungen für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen auch unabhängig von der Wasserstoffproduktion geklärt und eventuell neu bewertet werden, weswegen wir den Faden hier nicht aufnehmen. Eine ausführliche Behandlung der Lösungsansätze und Konfliktpotentiale in möglichen Exportländern ist pauschal nicht möglich, zudem für die vorliegende Fragestellung in diesem Bericht nicht zielführend und würde den Rahmen der Analyse sprengen.

6.2.2 Theoretische Eckvarianten als Orientierungshilfe

Im Folgenden skizzieren wir als gedankliche Eckpfeiler zunächst zwei theoretisch hergeleitete Eckvarianten bei denen die Umsetzbarkeit zweitrangig ist. Diese Eckvarianten sind Extremvarianten, die losgelöst von den aktuellen Regulierungen und der politischen Machbarkeit bei der Einordnung der Instrumente helfen. Sie geben eine Orientierung im politischen Diskurs für die Gestaltung der Umsetzungsvarianten in Abschnitt 6.3.

In der «Eckvariante Wirtschaftlichkeit» werden hauptsächlich Instrumente eingesetzt, die in Abschnitt 5.2 als effizient eingestuft wurden, so dass eine bezüglich Wirkungsweise effiziente «First-best»-Lösung resultiert. In der «Eckvariante Versorgungssicherheit» werden Instrumente mit einer hohen Effektivität eingesetzt. Diese Variante zielt auf eine diversifizierte Energieversorgung, mit gezielter Nutzung inländischer Potenziale ab. Abbildung 20 zeigt die energiepolitischen Ziele und die zugehörigen Eckvarianten als Orientierungshilfe.

Abbildung 20 Energiepolitische Ziele und Eckvarianten



Die Eckvarianten (gelbe Punkte) dienen als Orientierungshilfe für die Einordnung der Instrumente eines Regulierungsrahmens und sind als theoretische Extremvarianten nicht zur Umsetzung geeignet. Sie zeigen das Spannungsfeld zwischen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit auf. Die Umsetzungsvarianten sind entsprechend dazwischen zu verorten (blaue Linie). Die Klimaverträglichkeit im Sinne von Netto-Null CO₂ bis 2050 wird immer erreicht.

Quelle: Eigene Darstellung.

Eckvariante Wirtschaftlichkeit

Beim Fokus auf die Wirtschaftlichkeit eines CO₂-freien Energiesystems soll das Netto-Null-Ziel zu möglichst tiefen Kosten (inklusive den internalisierten CO₂-Kosten) erreicht werden. Eine spezifische Technologieförderung ist nicht explizit vorgesehen. Vielmehr wird angestrebt, dass sich alle CO₂-Vermeidungstechnologien, zu denen auch die Verwendung von grünem H₂ zählt, mit gleich langen Spiessen gegenseitig konkurrenzieren. Die günstigsten Technologien setzen sich dann am Markt durch.

Die Fokussierung auf eine effiziente Energieversorgung vertraut darauf, dass es keine weiteren Friktionen gibt. Sie baut also auf einen funktionierenden und zuverlässigen grenzüberschreitenden Austausch sowie auf die grundsätzliche Verfügbarkeit von Energie und Waren auf, wobei der Preis als Knappheitsindikator dient. Dies heisst einerseits, dass die Schweiz vom Ausland abhängig ist. Andererseits wird aber auch davon ausgegangen, dass die Nachfrage nach Energie flexibel ist und bei entsprechender Knappheit durch höhere Preise effizient verteilt würde. Um die Nachfrageflexibilität zu erreichen, sollten Preissignale möglichst unmittelbar die Verbraucher erreichen.

Aus theoretischer Sicht stellt ein allgemeiner CO₂-Preis, der für alle Sektoren gilt, eine effiziente und damit wirtschaftliche CO₂-Vermeidung sicher. Ein einheitlicher CO₂-Preis sorgt für eine Angleichung der Grenzkosten der CO₂-Vermeidung innerhalb eines Sektors sowie zwischen Sektoren und gewährleistet somit, dass die Einsparung dort erfolgt, wo sie am günstigsten möglich ist. Da die Verwendung von (grünem) Wasserstoff eine CO₂-Vermeidungstechnologie ist, entscheidet ein effizienter CO₂-Preis darüber wo und in welchem Umfang H₂-Technologien konkurrenzfähig zu anderen CO₂-Vermeidungs- oder -abbautechnologien sind.

Dabei kann die Bepreisung entweder über eine CO₂-Abgabe (Preis fixiert, CO₂-Gesamtemissionen ergeben sich endogen) oder über ein Emissionshandelssystem (Menge fixiert, CO₂-Preis ergibt sich endogen) erfolgen. In Anbetracht der Unsicherheit über die Grenzvermeidungskosten ist eine Ausweitung des Emissionshandelssystems zur Steuerung der Emissionen im Vergleich zu CO₂-Steuern oder -Abgaben bezüglich Wirkung effizienter.

Die in Importen enthaltenen CO₂-Emissionen sollten über einen Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) äquivalent zum schweizerischen CO₂-Preis belastet werden, sofern dies nicht schon abgedeckt ist, indem die CO₂-Emissionshandelssysteme mit anderen Ländern verbunden sind. Mit dieser Massnahme soll verhindert werden, dass es zu CO₂-Leakage kommt, d. h. energieintensive Industrien systematisch in Länder ohne CO₂-Bepreisung abwandern. Als kleine, offene Volkswirtschaft sollte die Schweiz die im theoretischen Extremfall auf alle Sektoren ausgeweitete CO₂-Bepreisung im Verbund mit ihren wichtigen Handelspartnern angehen, wie dies auf europäischer Ebene im EHS 1 bereits heute geschieht.

Auf der Zeitachse würde eine auf Wirtschaftlichkeit ausgerichtete Energiepolitik CO₂-Abgaben oder -Zertifikate festlegen und deren Höhe so steuern, dass das Netto-Null-Ziel bis 2050 erreicht wird. Ausgehend vom status quo erfordert eine solche Energiepolitik eine rasche Ausweitung der CO₂-Bepreisung in alle Sektoren.

Im Bereich der Strommarktregulierungen sind in dieser Eckvariante Flexibilitäten, die für das Stromnetz (Kapazität) und für den Strommarkt (Energie und Leistung) zur Verfügung gestellt werden können, nach Massgabe ihrer Dienlichkeit für das Gesamtsystem abzugelten, da auf die Effizienz des Gesamtsystems gezielt wird. Davon gehen auch Anreize zum Bau von (H₂-)Speichern aus.

Wie in allen Varianten sind auch hier die grundlegenden Bestandteile aus Kapitel 6.1 erforderlich. Weitere wasserstoffspezifische Massnahmen gibt es in dieser Eckvariante nicht (vgl. linke Spalte in Tabelle 12, Eckvariante Versorgungssicherheit).

Eckvariante Versorgungssicherheit

In der Eckvariante Versorgungssicherheit liegt der politische Fokus auf einem ausreichenden Autarkiegrad und einer hinreichenden Energieträger- und -quellendiversifikation. Dies ermöglicht ein resilientes System, welches flexibel auf Knappheiten reagieren kann. Höhere Kosten für das Gesamtsystem werden im Sinn einer Versicherung für eine möglichst krisenresistente Versorgung mit Energie in Kauf genommen.

Die Handlungsmaxime in dieser Extremvariante ist: effektive Förderung, solange ein weiterer Ausbau vorteilhaft für die Diversifizierung des Energiemixes ist. Im Gegensatz zur «Eckvariante Wirtschaftlichkeit» besteht bei der «Eckvariante Versorgungssicherheit» die Herausforderung, dass ein Zielenergiemix und ein Ziel für die geographische Herkunft der Energieträger definiert und in Abhängigkeit der Entwicklungen regelmässig überprüft werden muss.⁷⁴

In einem solchen Szenario ist für die Schweiz die Förderung erneuerbaren Stroms sowie die Verwendung von Biomasse zentral, wobei besonders letztere limitiert ist. Wasser, Sonne und Wind sind die Energieträger, die der Schweiz in nennenswertem Mass zur Verfügung stehen. H₂ kann als Energiespeicher, Brennstoff (inkl. Spitzendeckung im Elektrizitätssektor) aber auch als Treibstoff im Verkehrssektor oder Werkstoff dienen und zumindest in einem gewissen Ausmass auch

⁷⁴ Beispielsweise entwickelt sich im Schwer- und Langstreckenverkehr bereits heute mit dem Erlass der Schwerverkehrsabgabe ein Wasserstoffmarkt, wogegen im Bereich industrieller Anwendungen grössere Unsicherheiten bestehen.

im Land hergestellt werden. Ob sich H₂ kostenmässig durchsetzen wird, ist in dieser Variante zweitrangig. Nicht im Sinne der Versorgungssicherheit wäre jedoch eine starke Förderung der grünen Wasserstoffproduktion im schweizerischen Energiesystem, wenn dadurch nicht mehr ausreichend Elektrizität im Energiesystem zur Verfügung steht. Im Sinne der Versorgungssicherheit ist jedoch die Verwendung von Überschussstrom für die Elektrolyse und saisonaler Speicherung als Wasserstoff mit der Möglichkeit der Nutzung im Winter. Eine Förderung von inländischer grüner H₂-Produktion ist also von der Verfügbarkeit erneuerbarer Stromproduktion abhängig und damit indirekt auch deren Förderung. Je mehr erneuerbarer Strom im Inland produziert wird, desto unabhängiger ist die Schweiz vom Ausland.

Tabelle 12 Instrumentenmix Eckvarianten

Eckvariante Wirtschaftlichkeit	Eckvariante Versorgungssicherheit
Politische und technische Voraussetzungen für H ₂ -Markt	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verlässliche Rahmenbedingungen (Wasserstoffstrategie) und Monitoring ▪ EU-kompatible Herkunftsnachweise Wasserstoff und Strom ▪ EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff ▪ Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln speziell für Wasserstoff ▪ Klare Bewilligungsverfahren ▪ Offenhalten von Importmöglichkeiten 	
Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H ₂)	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horizontale Entflechtung soll integrierte Gas- und Wasserstoffnetzplanung und -finanzierung nicht verhindern ▪ Vertikale Entflechtung analog heutiger Regeln im Strombereich und keine Netzzugangsregulierung zu Wasserstoffnetzen in der Markthochlaufphase ▪ Keine einheitlichen Abnahmepflichten oder Beimischungsquoten ohne Beachtung technischer Restriktionen 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abgeltung von Flexibilitäten optimiert für Netz und Strommarkt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abgeltung von Flexibilitäten mit Fokus Strommarkt (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von Netznutzungs-entgelten Strom
Internalisierung von CO ₂ -Kosten	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mindestens Beibehaltung des derzeitigen CO₂-Emissionshandelssystems bzw. CO₂-Abgabe ▪ Keine Verbote bestimmter Technologien ▪ Labels und Standards für Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausweitung CO₂-Bepreisung auf alle Sektoren, möglichst sektorübergreifende Preise 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Optional: CO₂-Grenzwerte</i> ▪ <i>Optional: Investitionshilfen für CO₂-freie Technologien beim Verbraucher</i>
H ₂ -Förderung	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen für Importinfrastruktur und Saisonspeicher in Anfangsphase ▪ Zulassung von Langfristverträgen zwischen Akteuren der Wertschöpfungsstufen 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Optional: Beibehaltung von Investitionshilfen, Bürgschaften für Importinfrastrukturen über die Anfangsphase hinaus</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausweitung Investitionshilfen, Bürgschaften, Risikogarantien auf alle Wertschöpfungsstufen, ▪ Sobald Markt vorhanden, H₂-Contracts-for-differences (ersetzt, falls vorhanden, Produktionsprämien) ▪ <i>Optional: Gestehungskostenorientierte Prämien für Produktion</i>

Grau: Instrument wird in allen Varianten eingesetzt.

Weiss: Instrument wird in der jeweiligen Eckvariante eingesetzt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Soll die Energieversorgung möglichst diversifiziert werden, um so die Versorgungssicherheit zu erhöhen, kommen Massnahmen in Betracht, die mit hoher Effektivität Angebot- und Nachfrage

fördern – zumindest solange eine Ausweitung des H₂-Bedarfs aus Diversifizierungs-Sicht sinnvoll ist. Die Effizienz ist in dieser Extremvariante zweitrangig. Konkret heisst das:

- Angebotsseitige Einmalzahlungen, Bürgschaften, Risikogarantien werden nicht nur für die Importinfrastrukturen und Speicher eingesetzt, sondern auch im Bereich der Wasserstoffproduktion, der Speicherung, des Transports und der Verteilung. Dabei bleiben im Sinne der Versorgungssicherheit die wichtigsten Bereiche auf der Angebotsseite die Importinfrastrukturen zur Diversifikation der Bezugsquellen und die Speicherung. Damit kann Wasserstoff auch im Winter in grösserem Ausmass genutzt werden, ohne von Importen abhängig zu sein.
- Das CO₂-Emissionshandelssystem und die CO₂-Bepreisung über Steuern oder Abgaben im heutigen Ausmass werden beibehalten. Eine aufwändige Ausweitung in bislang ausgenommene Sektoren ist jedoch nicht zentrales Ziel, da eine bewusste Marktsteuerung in Form angebotsseitiger Förderung angestrebt wird.
- Bei der Markt- und Netzregulierung im Strombereich liegt der Fokus auf den Bedürfnissen des Strommarktes, d. h. der Energie, nicht auf dem Netz. Im Mittelpunkt steht damit nicht, die Kosten des Stromnetzes möglichst niedrig zu halten. Die Flexibilitäten und Netznutzungsentgelte werden nur soweit an den Bedürfnissen des Stromnetzes ausgerichtet, wie dies erforderlich ist, um den Netzausbau in einer Geschwindigkeit voranzubringen, der auch die netzseitige Versorgungssicherheit gewährleistet. Da in dieser theoretischen Extremvariante die Kosten des Systems und damit des Netzes zweitrangig sind, kann eine Fokussierung auf die Bedürfnisse des Strommarktes im Sinne der Versorgung mit Energie stattfinden, da die Ressourcen für den Netzausbau aufgrund der hohen Zahlungsbereitschaft zur Verfügung stehen. In dieser Eckvariante ist entsprechend auch eine (Teil-)Befreiung von Stromnetznutzungsentgelten für Elektrolyseure vorgesehen (direkt oder via Zuschuss), da diese einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Energie leisten. Daraus resultierender Netzausbaubedarf wird in Kauf genommen.

Optional können in dieser Extremvariante während allen Phasen zur Erhöhung der Effektivität gestehungskostenorientierte Prämien, CO₂-Grenzwerte oder Investitionshilfen für CO₂-freie Technologien beim Verbraucher in allen Sektoren festgelegt werden, um den H₂-Hochlauf sicherzustellen. Sobald ein H₂-Markt etabliert ist, sollten diese Instrumente weitgehend durch H₂ Contracts for Differences abgelöst werden, um die Entwicklungen mittelfristig am Markt zu spiegeln. Damit wird vor allem das inländische H₂-Angebot gefördert, um zur Erhöhung der Versorgungssicherheit mit unterschiedlichen Energieträgern beizutragen, auch noch in der Phase mit Importmöglichkeiten.

Wie in allen Varianten sind auch hier die grundlegenden Bestandteile aus Kapitel 6.1 erforderlich.

Ein genaues Austarieren der Massnahmen ist in dieser Variante entscheidend, auch im Wechselspiel mit der Förderung anderer Energieträger. Da bei dieser Variante staatliche finanzielle Unterstützungen in grossem Ausmass vorgesehen sind, stellen sich hierfür Finanzierungsfragen. Zu entscheiden ist, ob allgemeine Steuern oder zweckgebundene Abgaben heranzuziehen sind. Da das Instrument der CO₂-Bepreisung nicht im Mittelpunkt steht, ist eine verursachergerechte Kostentragung kaum erreichbar. Stattdessen können Verteilungsfragen durch die Gestaltung der Finanzierung adressiert werden.

6.3 Umsetzungsvarianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff

Basierend auf den theoretischen Eckvarianten folgen in diesem Abschnitt drei praxisorientiertere Varianten. Zusätzlich zu den theoretischen Überlegungen der Eckvarianten berücksichtigen wir in diesen «Umsetzungsvarianten» die energiepolitische und regulatorische Ausgangslage aus Kapitel 3. Konkret betrachten wir:

- Umsetzungsvariante 1: Wirtschaftlichkeit (Abschnitt 6.3.1)
- Umsetzungsvariante 2: Versorgungssicherheit (Abschnitt 6.3.2)
- Umsetzungsvariante 3: Geschwindigkeit (Abschnitt 0)

Abbildung 21 verortet die drei Umsetzungsvarianten eines Regulierungs- und Förderrahmens im Hinblick auf die Ziele und die Eckvarianten.

Abbildung 21 Umsetzungsvarianten zwischen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit



Die Umsetzungsvarianten sind im Gegensatz zu den Eckvarianten (gelbe Punkte) keine theoretisch motivierte Extremvarianten, sondern berücksichtigen den bestehenden regulatorischen und politischen Kontext in der Schweiz. Die Schwerpunkte und Unterschiede zwischen den Umsetzungsvarianten lassen sich mithilfe der Eckvarianten einordnen. So liegt die Umsetzungsvariante Wirtschaftlichkeit näher an der Eckvariante Wirtschaftlichkeit als an der Eckvariante Versorgungssicherheit. Umgekehrt ist es bei der Umsetzungsvariante Versorgungssicherheit. Die Umsetzungsvariante Geschwindigkeit zielt darauf ab, das Netto-Null-Ziel bereits vor 2050 zu erreichen, was aufgrund der stärkeren Eingriffe eine weitere Entfernung von der Eckvariante Wirtschaftlichkeit impliziert als für die Umsetzungsvariante Wirtschaftlichkeit.

Quelle: Eigene Darstellung.

Differenzierung von Marktphasen

Bei der Zuordnung der Regulierungs- und Förderinstrumente zu der jeweiligen Variante unterscheiden wir, in welcher Marktphase ein Instrument eingesetzt wird. Die Differenzierung der Marktphasen ist daran orientiert, dass einige Instrumente nur mit einer gewissen Marktliquidität eingesetzt werden können und sich die Marktgrundlagen grundlegend ändern, sobald pipelinegebundene Importe durchgeführt werden können.

- Anfangsphase:
Kein liquider Markt, wenige Akteure, grosse Ungewissheit bei Mengen (und Preisen)
- Markt vorhanden:
Relativ liquider Markt, hinreichend Akteure und vorhersagbarere Mengen

- Importkapazitäten verfügbar:
Schweiz ist via Hydrogen-Backbone an den Weltmarkt für H₂ angeschlossen

Um die erforderliche Planungssicherheit zu erzielen, sollte im Regulierungsrahmen für jedes Instrument ex ante festgelegt werden, in welcher Marktphase es vorgesehen ist. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Instrumenten, die von Anfang an fest eingeplant sind und Instrumenten, die in Abhängigkeit der Marktentwicklungen und Zielerreichung optional ergänzend eingesetzt werden können.

Die Marktphasen sind aus heutiger Sicht nicht genau zeitlich zu verorten. In der konkreten Umsetzung eines Regulierungsrahmens sind die Bedingungen für das Eintreten der jeweiligen Phasen zu konkretisieren, damit sich die Akteure darauf einstellen können. Dabei ist bezüglich optionalen Massnahmen im Einzelfall abzuwägen, inwieweit diese von den Akteuren antizipiert werden, was dazu führen kann, dass sie tatsächlich ergriffen werden müssen, um das angestrebte Ziel zu erreichen.

6.3.1 Umsetzungsvariante 1: Wirtschaftlichkeit

Die Umsetzungsvariante 1 «Wirtschaftlichkeit» baut auf der «Eckvariante Wirtschaftlichkeit» auf und fügt Elemente unter Berücksichtigung der energiepolitischen und regulatorischen Ausgangslage aus Kapitel 3 hinzu. Eine Übersicht bietet Tabelle 13.

Eine Ausweitung der CO₂-Abgaben oder des Emissionshandels auf alle Sektoren, wie in der «Eckvariante Wirtschaftlichkeit» (vgl. Abschnitt 6.2.2) scheint nach der Ablehnung des CO₂-Gesetzes 2022 und dem seither verstärkten Fokus auf Fördermassnahmen wenig realistisch. Im Idealfall wird der geplante Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) der EU übernommen und falls die EU längerfristig EU-ETS 1 und EU-ETS 2 zusammenführt, könnte die Schweiz auch diese Ausweitung und Harmonisierung des Emissionshandelssystems adaptieren.

Bis zu diesem Zeitpunkt kann die Schweiz weiterhin das CO₂-Abgabensystem so weit wie möglich nutzen. Eine Ergänzung um eine Befreiung nicht nur im Fall einer Teilnahme am EHS sondern auch im Fall von Verminderungspflichten, wie im revidierten CO₂-Gesetz weiterhin vorgesehen, ist der Gesamteffizienz dienlich, solange noch fossile Brennstoffe eingesetzt werden.⁷⁵ Obwohl systemfremd, könnte in dieser Variante, zur Dekarbonisierung der Mobilität, die Befreiung von der Schwerverkehrsabgabe für CO₂-freie Antriebe beibehalten werden, die gemäss dem revidierten CO₂-Gesetz nur noch bis 2030 gelten soll. Eine effizientere Alternative wäre die Einbindung des Verkehrssektors in das CO₂-Abgabensystem, sofern nicht wie in der EU vorgesehen eine Einbindung ins EHS erfolgt. Generell ist eine Ausweitung der CO₂-Abgabe auf Bereiche ausserhalb der Brennstoffe zur effizienten Erreichung von Netto-Null zielführend und wirkt damit indirekt auch auf den Hochlauf von Wasserstoff. Um die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Industrie zu erhalten, ist als ergänzende Massnahme zu den preislichen CO₂-Massnahmen die Notwendigkeit eines CBAM in Abhängigkeit der erreichten Abstimmung mit der EU zu prüfen.

⁷⁵ Da die Rückerstattungen von Verminderungspflichten wegfallen, wenn keine fossilen Energieträger in einem Unternehmen eingesetzt werden, ist mittelfristig das System zu überdenken bzw. abzulösen.

Tabelle 13 Umsetzungsvariante Wirtschaftlichkeit nach Marktphasen

Anfangsphase	Markt vorhanden	Importkapazitäten vorhanden
Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verlässliche Rahmenbedingungen (Wasserstoffstrategie) und Monitoring ▪ EU-kompatible Herkunftsnachweise Wasserstoff und Strom ▪ EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff ▪ Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln speziell für Wasserstoff ▪ Klare Bewilligungsverfahren ▪ Offenhalten von Importmöglichkeiten 		
Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horizontale Entflechtung soll integrierte Gas- und Wasserstoffnetzplanung und-finanzierung nicht verhindern ▪ Vertikale Entflechtung analog heutiger Regeln im Strombereich und keine Netzzugangsregulierung zu Wasserstoffnetzen in der Markthochlaufphase 		<i>Prüfung des Regulierungsbedarfs: Vorhandensein natürlicher Monopole, Trade-off zwischen Synergien/Koordination und Wettbewerb</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine einheitlichen Abnahmepflichten oder Beimischungsquoten ohne Beachtung technischer Restriktionen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nutzbarmachung der Abgeltung von Flexibilitäten für Produktion (z. B. Elektrolyseure) und Speicher 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von NNE Strom 	<i>Optionale Weiterführung</i>	
Internalisierung von CO₂-Kosten		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mindestens Beibehaltung des derzeitigen CO₂-Emissionshandelssystems bzw. CO₂-Abgabe ▪ Keine Verbote bestimmter Technologien ▪ Labels und Standards für Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausweitung CO₂-Bepreisung auf möglichst viele Sektoren, Übernahme EU ETS 2 ▪ CO₂-Grenzwerte 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Optional: Investitionshilfen beim Endverbraucher für CO₂-neutrale Technologien, um technologieneutrale Förderung zu gewährleisten</i> 		
H₂-Förderung		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen für Importinfrastruktur und Saisonspeicher 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zulassung von Langfristverträgen zwischen Akteuren der Wertschöpfungsstufen 		
Carbon Contracts for Differences (CCfD) in vom EHS abgedeckten (möglichst vielen) Sektoren		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Optional: Investitionshilfen, Bürgschaften, Risikogarantien auf allen Wertschöpfungsstufen, solange damit gleich lange Spiesse mit alternativen CO₂-Vermeidungstechnologien hergestellt werden</i> ▪ <i>Optional: Gestehungskostenorientierte Prämie in Abhängigkeit von Marktentwicklungen und Förderung alternativer Energieträger</i> 		

Grau: Instrument wird in allen Umsetzungsvarianten eingesetzt.

Blau: Instrument wird spezifisch in dieser Umsetzungsvariante eingesetzt.

Hell und kursiv: Das Instrument wird optional eingesetzt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Da in dieser Variante angestrebt wird, die bestehenden Systeme zur Internalisierung der CO₂-Kosten zu verwenden und auszubauen, werden explizite H₂-Förderinstrumente so dosiert, dass die Kosten des Energiesystems insgesamt möglichst gering ausfallen. In den Sektoren, in denen ein EHS besteht, ist zu prüfen, wie in der Schweiz ein bezahlbares System mit Carbon Contracts für Differences etabliert werden kann, welches das Risiko der Nachfrage für den Einsatz CO₂-neutraler Technologien reduziert.

Angebotsseitige Einmalzahlungen, Bürgschaften und Risikogarantien sind nur in dem Masse anzuwenden, wie auch alternative Technologien zur Energieproduktion, zum Energietransport und

zur Speicherung gefördert werden. Das Instrument wird gezielt auf die Anfangsphase beschränkt. Weitere angebotsseitige und nachfrageseitige Förderungen sind auch in späteren Marktphasen möglich, sofern diese bezwecken, dass H₂ im Vergleich mit alternativen grünen Energieträgern gleiche Chancen hat oder die H₂-Nutzung für die Energieversorgung unabdingbar wird (z. B. H₂-GuD/Reservekraftwerke oder H₂ Spitzenlast-WKK).

Angebotsseitig sind kostenbasierte Prämien für die H₂-Produktion denkbar, die beispielsweise auch genutzt werden können, um die Netznutzungsentgelte des Stromnetzes für Elektrolyseure zu erstatten. Alternativ könnten die NNE (systemfremd) direkt erlassen werden, wobei über eine Entschädigung der Stromnetzbetreiber je nach Betroffenheit zu entscheiden wäre. Dies eröffnet Finanzierungsmöglichkeiten ausserhalb der Netznutzungsentgelte, wodurch die Entsolidarisierung bei den Netzentgelten z. B. durch eine (solidarische) Finanzierung über Steuern oder Energieabgaben aufgefangen würde. Die Befreiung von oder Erstattung der NNE ist nur noch optional in der Phase, in der sich ein Markt etabliert hat.

Verbrauchsseitig können optional ergänzend Prämien für CO₂-freie Technologien eingeführt werden, insbesondere im Bereich der Mobilität, vor allem, wenn EHS und CO₂-Abgaben nicht greifen. Ausserdem ist zu prüfen, wo CO₂-Grenzwerte ergänzend oder anstelle einer CO₂-Bepreisung verwendet werden.

Wie in allen Varianten sind auch hier die grundlegenden Bestandteile aus Kapitel 6.1 erforderlich.

6.3.2 Umsetzungsvariante 2: Versorgungssicherheit

Die Umsetzungsvariante 2 «Versorgungssicherheit» basiert auf der «Eckvariante Versorgungssicherheit» und fügt Elemente unter Berücksichtigung der energiepolitischen und regulatorischen Ausgangslage aus Kapitel 3 hinzu. Tabelle 14 zeigt die Instrumente dieser Umsetzungsvariante.

Um den Anforderungen an die Versorgungssicherheit zu genügen, wird H₂ in dieser Variante als ein möglicher zukünftiger Baustein des Schweizer Energiesystems betrachtet. Eine aktive Steuerung des Energiemixes und der Energieherkunft, soll die Versorgungssicherheit gewährleisten. Die drei Pfeiler dieser Variante sind die Differenzierung der Energieträger, die Schaffung von bzw. der Zugriff auf Speichermöglichkeiten und die Diversifikation der Bezugsquellen. Diese werden hier durch die Rahmenbedingungen beanreizt bzw. gefördert und bewusst nicht technologieneutral auch speziell auf H₂-Technologien ausgerichtet.

Im Gegensatz zur Eckvariante Versorgungssicherheit wird mit Blick auf die Realisierbarkeit auch die Wirtschaftlichkeit betrachtet. Insbesondere wird bei der Regulierung des Strommarkts und -netzes vorgesehen, dass angebots- und nachfrageseitige Flexibilitäten auch netzdienlich eingesetzt werden können, so dass der Ausbaubedarf der Stromnetze eingegrenzt wird. Entsprechend ist auch eine Befreiung der Elektrolyseure von Netznutzungsentgelten nur in einer Anfangsphase vorgesehen und mit Kriterien zur Netzdienlichkeit verknüpft. Sobald sich ein Markt etabliert hat, ist dieses Instrument nur noch optional in Abhängigkeit der Entwicklungen vorgesehen. Alternativ können die Netznutzungsentgelte den Betreibern von Elektrolyseuren in der Schweiz in diesen Phasen auch via Einspeiseprämien oder Direktzahlungen erstattet werden.

Tabelle 14 Umsetzungsvariante Versorgungssicherheit nach Marktphasen

Anfangsphase	Markt vorhanden	Importkapazitäten vorhanden
Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verlässliche Rahmenbedingungen (Wasserstoffstrategie) und Monitoring ▪ EU-kompatible Herkunftsnachweise Wasserstoff und Strom ▪ EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff ▪ Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln speziell für Wasserstoff ▪ Klare Bewilligungsverfahren ▪ Offenhalten von Importmöglichkeiten 		
Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horizontale Entflechtung soll integrierte Gas- und Wasserstoffnetzplanung und-finanzierung nicht verhindern ▪ Vertikale Entflechtung analog heutiger Regeln im Strombereich und keine Netzzugangsregulierung zu Wasserstoffnetzen in der Markthochlaufphase 		<i>Prüfung des Regulierungsbedarfs: Vorhandensein natürlicher Monopole, Trade-off zwischen Synergien/Koordination und Wettbewerb</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine einheitlichen Abnahmepflichten oder Beimischungsquoten ohne Beachtung technischer Restriktionen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nutzbarmachung der Abgeltung von Flexibilitäten für Produktion (z. B. Elektrolyseure) und Speicher 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von NNE Strom 	<i>Optionale Weiterführung</i>	
Internalisierung von CO₂-Kosten		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mindestens Beibehaltung des derzeitigen CO₂-Emissionshandelssystems bzw. CO₂-Abgabe ▪ Keine Verbote bestimmter Technologien ▪ Labels und Standards für Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Optional: Investitionshilfen beim Endverbraucher für CO₂-freie Technologien, um Wasserstoff aktiv zu beanreizen</i> ▪ <i>Optional: Verschärfung CO₂-Grenzwerte</i> 		
H₂-Förderung		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen für Importinfrastruktur und Saisonspeicher 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zulassung von Langfristverträgen zwischen Akteuren der Wertschöpfungsstufen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen, Bürgschaften, Risikogarantien auf allen Wertschöpfungsstufen zur Stützung der diversifizierten Energieversorgung 		<i>Optionale Weiterführung</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Carbon Contracts for Differences (CCfD) in vom EHS abgedeckten Sektoren 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Optional: Gestehungskostenorientierte Prämie zur Stützung der diversifizierten Energieversorgung</i> 		
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Optional: H₂ Contracts for Differences</i>

Grau: Instrument wird in allen Umsetzungsvarianten eingesetzt.

Blau: Instrument wird spezifisch in dieser Umsetzungsvariante eingesetzt.

Hell und kursiv: Das Instrument wird optional eingesetzt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die CO₂-Abgabe wird nicht zwingend auf weitere Sektoren übertragen. Gleiches gilt für das CO₂-Emissionshandelssystem. In den vom EHS abgedeckten Bereichen soll die Möglichkeit zum Abschluss von Carbon Contracts for Differences (CCfD) eingeführt werden. Damit sinkt das Risiko bei der Verwendung erneuerbarer Energien für die Nachfrage, jedoch ohne die Technologie vorzugeben. Daher sind in dieser Variante ergänzende optionale technologiespezifische Massnahmen als Option zur Gewährleistung des versorgungssicheren Energiemixes vorgesehen. Diese bestehen in Investitionshilfen und Risikogarantien auf allen Wertschöpfungsstufen, mindestens, bis Importmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

Aufgrund des hohen Anteils variabler (Strom-)kosten bei der H₂-Produktion kann optional als ergänzende Massnahme eine mengenbasierte Prämie im Inland unterstützt werden, auch in Verbindung mit der anfänglichen Befreiung von den Netznutzungsentgelten Strom, um das gesetzte Ziel der Versorgungssicherheit zu erreichen. In der Anfangsphase kommen dafür kostenbasierte Prämien in Frage. Bei der Ausgestaltung ist zu beachten, dass hierdurch kein Anreiz entsteht, Strom für die H₂-Produktion zu nutzen, der im Stromsystem benötigt wird. Sobald genügend Marktakteure vorhanden sind, sollte ein Übergang zu marktbasierter Instrumenten wie H₂ Contracts for Differences (H₂-CfD) erwogen werden. Diese können Preisdifferenzen zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen, wenn der Wasserstoffhochlauf zur Erreichung des Versorgungssicherheitsziels mit den übrigen Instrumenten nicht erreicht wird. Bewegt sich der Hochlauf innerhalb der angestrebten Diversifikation, reichen die ohnehin vorgesehenen Langfristverträge aus. Langfristige Importvereinbarungen mit verschiedenen Partnern und aus verschiedenen Ländern können auch in dieser Phase genutzt werden, um das Risiko einer einseitigen Importbeziehung zu reduzieren.

Optional sind auch Investitionshilfen auf der Nachfrageseite vorgesehen. Zur Nachfrage zählen mit Blick auf die Versorgungssicherheit insbesondere auch die mit Wasserstoff betriebenen GuD, deren Aufbau bei sich abzeichnenden Stromversorgungslücken finanziell unterstützt werden könnte.

Wie in allen Varianten sind auch hier die grundlegenden Bestandteile aus Kapitel 6.1 erforderlich.

6.3.3 Umsetzungsvariante 3: Geschwindigkeit

Aufgrund der in einigen Gemeinden und Regionen bestehenden umweltpolitischen Ziele, die CO₂-Neutralität bereits vor 2050 zu erreichen und der bundespolitischen Vorstösse zur Beschleunigung des PV-Ausbaus, leiten wir eine Regulierungsvariante her, die einen schnelleren Umbau des Schweizer Energiesystems bewirken soll (siehe Tabelle 15).

Neben einem schnelleren Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in der Schweiz ist in dieser Variante auch eine schnellere Entwicklung des Wasserstoffmarkts vorgesehen. Ähnlich wie in der Umsetzungsvariante Versorgungssicherheit werden dazu Instrumente eingesetzt, die eher auf Vorgaben und Förderung als auf Marktkräfte setzen. Obwohl Marktkräfte ähnlich effektiv wie Vorgaben können, wenn die Preiserhöhungen entsprechend hoch ausfallen, sind Vorgaben oft einfacher vermittelbar und lassen sich schneller umsetzen.

Da die Erreichung des Netto-Null-Ziels früher angestrebt wird, werden Förderinstrumente wie Einmalzahlungen oder Produktionsprämien, basierend auf dem heutigen und geplanten Förderrahmen eingesetzt. Diese Unterstützungen gelten für verschiedene CO₂-neutrale Energieträger, die parallel hochgefahren werden. Wasserstoff wird dabei explizit in die Förderung einbezogen. Zum einen auf Seite der inländischen Produktion und zum anderen auf Seiten der Import- und Speicherinfrastruktur. Bis Importkapazitäten bestehen, sind Einmalzahlungen und Risikogarantien/Bürgschaften vorgesehen. Mengenbasierte Prämien werden in der Anfangsphase kostenbasiert gestaltet. Sobald genügend Marktakteure vorhanden sind, werden marktbasierter Prämien eingeführt, die auch als H₂ Contracts for Differences ausgestaltet werden können.

Tabelle 15 Umsetzungsvariante Geschwindigkeit nach Marktphasen

Anfangsphase	Markt vorhanden	Importkapazitäten vorhanden
Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verlässliche Rahmenbedingungen (Wasserstoffstrategie) und Monitoring ▪ EU-kompatible Herkunftsnachweise Wasserstoff und Strom ▪ EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff ▪ Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln speziell für Wasserstoff ▪ Klare Bewilligungsverfahren ▪ Offenhalten von Importmöglichkeiten 		
Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horizontale Entflechtung soll integrierte Gas- und Wasserstoffnetzplanung und-finanzierung nicht verhindern ▪ Vertikale Entflechtung analog heutiger Regeln im Strombereich und keine Netzzugangsregulierung zu Wasserstoffnetzen in der Markthochlaufphase 		<i>Prüfung des Regulierungsbedarfs: Vorhandensein natürlicher Monopole, Trade-off zwischen Synergien/Koordination und Wettbewerb</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine einheitlichen Abnahmepflichten oder Beimischungsquoten ohne Beachtung technischer Restriktionen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nutzbarmachung der Abgeltung von Flexibilitäten für Produktion (z. B. Elektrolyseure) und Speicher 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von NNE Strom 	<i>Optionale Weiterführung</i>	
Internalisierung von CO₂-Kosten		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mindestens Beibehaltung des derzeitigen CO₂-Emissionshandelssystems bzw. CO₂-Abgabe ▪ Keine Verbote bestimmter Technologien ▪ Labels und Standards für Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen beim Endverbraucher für CO₂-freie Technologien 		<i>Optionale Weiterführung</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verschärfung CO₂-Grenzwerte 		
H₂-Förderung		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen für Importinfrastruktur und Saisonspeicher 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zulassung von Langfristverträgen zwischen Akteuren der Wertschöpfungsstufen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen, Bürgschaften, Risikogarantien auf allen Wertschöpfungsstufen zur Stützung der diversifizierten Energieversorgung 		<i>Optionale Weiterführung</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Carbon Contracts for Differences (CCfD) in vom EHS abgedeckten Sektoren 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gestehungskostenorientierte Prämie für schnellen Markthochlauf 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ H₂- Contracts for Differences für schnellen Markthochlauf

Grau: Instrument wird in allen Umsetzungsvarianten eingesetzt.

Blau: Instrument wird spezifisch in dieser Umsetzungsvariante eingesetzt.

Hell und kursiv: Das Instrument wird optional eingesetzt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Das CO₂-Emissionshandelssystem und die CO₂-Abgaben werden nicht zwingend auf weitere Sektoren übertragen. Um die Geschwindigkeit zu erhöhen, werden Carbon Contracts for Differences (CCfD) in den Sektoren mit CO₂-Preisen vorgesehen, so dass Angebot und Nachfrage für erneuerbare Energieträger zusammenfinden, auch wenn Unsicherheiten über die Preisentwicklung der CO₂-neutralen Energieträger bestehen. Die CO₂-Abgabe auf Brennstoffe wird beibehalten. Im Bereich Mobilität ist die Verlängerung der Befreiung von CO₂-neutralen LKW von der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA) über 2030 hinaus zu prüfen.

In dieser Variante ist zur Erzielung der höheren Geschwindigkeit eine Verschärfung der CO₂-Grenzwerte im Gebäudebereich und der Mobilität vorgesehen. Um unerwünschte Verteilungswirkungen abzufedern, sind Investitionshilfen vorgesehen, die eine rasche Verbreitung CO₂-freier Technologien auf der Nachfrageseite ohne Verbote unterstützen. Dies kann z. B. in Einmalzahlungen für CO₂-neutrale (Nutz-)Fahrzeuge oder Wärmelösungen inkl. Sanierungen bestehen. Die heutigen Fördermassnahmen werden in dieser Variante weiter ausgebaut. Bei Bedarf werden sie auch auf die Produktion von Strom aus H₂ ausgedehnt, was in dieser Variante absehbar ist, da aktuell für die dekarbonisierte Energieversorgung im Winter vor allem Wasserstoff geeignet ist.

Wie in allen Varianten sind auch hier die grundlegenden Bestandteile aus Kapitel 6.1 erforderlich.

6.3.4 Übersicht der Varianten eines Regulierungs- und Förderrahmens

Unsere Varianten eines Regulierungs- und Förderrahmens für Wasserstoff sind an unterschiedlichen energiepolitischen Zielen ausgerichtet. Wir unterscheiden drei Umsetzungsvarianten, die entweder das Ziel der Wirtschaftlichkeit, der Versorgungssicherheit oder der Geschwindigkeit ins Zentrum stellen. Die Variante Wirtschaftlichkeit zielt auf ein effizientes Energiesystem ab und setzt vor allem auf die Ausweitung und Vereinheitlichung der Instrumente zur direkten Internalisierung von CO₂-Kosten wie den Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten und CO₂-Abgaben. Die CO₂-Preise fliessen auch in Förderinstrumente wie Carbon Contracts for Differences (CCfD) zur Risikoabsicherung ein. Es gibt keine explizite Förderung von Wasserstoff die über die Unterstützung der Importinfrastruktur und der Speicherung hinausgeht. Die Variante Versorgungssicherheit setzt in dem Mass auf eine gezielte Förderung von Wasserstoff auf allen Wertschöpfungsstufen, wie es eine politisch definierte Diversifikation der Energieträger und -quellen erfordert. In der Variante Geschwindigkeit wird eine Beschleunigung bei der Erreichung des Netto-Null-Ziels angestrebt. Dazu werden vor allem direkte Fördermassnahmen auf allen Wertschöpfungsstufen vorgesehen, die je nach Marktphase auch Marktinformationen berücksichtigen.

Für alle Varianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff ist die Grundvoraussetzung, dass die technischen Regeln und Bewilligungsgrundlagen die Bereitstellung und Verwendung von Wasserstoff überhaupt erst ermöglichen, und dass mit einem System von Herkunftsnachweisen handelbare Wasserstoffprodukte unterschiedlicher ökologischer Qualität definiert werden können. Diese Rahmenbedingungen fassen wir als die «politischen und technischen Voraussetzungen für einen H₂-Markt» zusammen, zu denen wir ausserdem zählen, dass die Schweizer Akteure im Wasserstoffmarkt perspektivisch mit dem Weltmarkt verbunden sind. Dies ist vor allem aus Sicht der Verbraucher und für Investitionen in der Transportinfrastruktur von Bedeutung. Für Produzenten stellt sich langfristig die Frage der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Produktion gegenüber Importen. Aufgrund der relativ kurzen Abschreibungsdauer und der Möglichkeit mehrjährige Abnahmeverträge abzuschliessen, besteht in der Aussicht auf zukünftige Importe aber kein Hemmnis für die Investitionen in inländische Produktionsanlagen, zumindest nicht in der kurzen Frist.

Bezüglich Netzzugangs- und Marktregulierung haben die Entflechtungsregeln einen grossen Einfluss auf mögliche Geschäftsmodelle. Um die Geschäftsmodelle, die dem Markthochlauf dienen können, möglichst wenig einzuschränken, ist ein geringer Entflechtungsgrad zielführend. Für alle Regulierungsvarianten empfehlen wir daher, sowohl vertikal (zwischen Netzen und übrigen Geschäftsbereichen) als auch horizontal (zwischen Methan- und Wasserstoffnetzen) nicht über das buchhalterische Unbundling hinauszugehen, analog zum aktuellen Vorgehen im Strombereich. Beimischungsquoten und Abnahmeregelungen können einen Markthochlauf zwar beschleunigen. Auf-

grund der chemischen und physikalischen Unterschiede zwischen Methan und Wasserstoff bestehen diesbezüglich jedoch technische Restriktionen, die je nach den Bedürfnissen der Kunden und den verbauten Netzkomponenten zwischen den (Verteil-)Netzbetreibern variieren können. Da aktuell nicht absehbar ist, ob in einem Verteilnetz zukünftig Wasserstoff oder Biomethan bzw. synthetisches Methan transportiert wird, sollten diesbezügliche Vorgaben den Handlungsspielraum der Akteure nicht unnötig einengen.

Tabelle 16 Varianten eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff im Vergleich

Regulierungsrahmen Wirtschaftlichkeit	Regulierungsrahmen Versorgungssicherheit	Regulierungsrahmen Geschwindigkeit
Politische und technische Voraussetzungen für H ₂ -Markt		
<ul style="list-style-type: none"> Verlässliche Rahmenbedingungen (Wasserstoffstrategie) und Monitoring EU-kompatible Herkunftsnachweise Wasserstoff und Strom EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln speziell für Wasserstoff Klare Bewilligungsverfahren Offenhalten von Importmöglichkeiten 		
Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H ₂)		
<ul style="list-style-type: none"> Horizontale Entflechtung soll integrierte Gas- und Wasserstoffnetzplanung und-finanzierung nicht verhindern Vertikale Entflechtung analog heutiger Regeln im Strombereich und keine Netzzugangsregulierung zu Wasserstoffnetzen in der Markthochlaufphase Keine einheitlichen Abnahmepflichten oder Beimischungsquoten ohne Beachtung technischer Restriktionen 		
<ul style="list-style-type: none"> Nutzbarmachung der Abgeltung von Flexibilitäten für Produktion (z. B. Elektrolyseure) und Speicher (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von NNE Strom in Anfangsphase, im Kontext der aktuellen Regelungen, Finanzierungsfrage kann separat adressiert werden 		
Internalisierung von CO ₂ -Kosten		
<ul style="list-style-type: none"> Mindestens Beibehaltung des derzeitigen CO₂-Emissionshandelssystems bzw. CO₂- Abgabe Keine Verbote bestimmter Technologien Labels und Standards für Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen 		
<ul style="list-style-type: none"> Ausweitung Internalisierung der CO₂-Kosten inkl. CO₂-Grenzwerte <i>Optional: technologieneutral gestaltete Beihilfen für Endverbraucher</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Ausweitung Internalisierung von CO₂-Kosten gegenüber Status quo wird nicht forciert <i>Optional: CO₂-Grenzwerte und Beihilfen für Endverbraucher</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Ausweitung Internalisierung von CO₂-Kosten gegenüber Status quo wird nicht forciert Beihilfen für Endverbraucher CO₂-Grenzwerte
H ₂ -Förderung		
<ul style="list-style-type: none"> Investitionshilfen für Importinfrastruktur und Saisonspeicher in Anfangsphase Zulassung von Langfristverträgen zwischen Akteuren der Wertschöpfungsstufen 		
<ul style="list-style-type: none"> Fokus auf Instrumente, die am CO₂-Preis orientiert sind (CCfD) <i>Optional: Technologieneutrale Beihilfen für Angebotsbereitstellung</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Direkte Investitionshilfen und Risikogarantien für alle Ebenen der Angebotsbereitstellung Am CO₂-Preis orientierte Instrumente, soweit CO₂-Preise vorhanden <i>Optional weitere (Markt-)Unterstützung zur H₂-Bereitstellung</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Direkte Investitionshilfen und Risikogarantien für alle Ebenen der Angebotsbereitstellung Mengenabhängige Förderung des H₂-Angebots, je nach Phase mit oder ohne Einbezug von H₂-Marktinformationen Am CO₂-Preis orientierte Instrumente, soweit CO₂-Preise vorhanden

Quelle: Eigene Darstellung.

Um Wasserstoff als Sektorkopplungstechnologie und Energiespeicher nutzbar zu machen, sind die Anreizwirkungen von Netznutzungsentgelten für das Stromnetz zu beachten. In allen Varianten des Regulierungsrahmens sehen wir eine (Teil-)Befreiung von Netznutzungsentgelten für das

Stromnetz in der Anfangsphase vor. Die Begründung variiert je nach Variante. Während in der Umsetzungsvariante Wirtschaftlichkeit mit einer technologieutralen Förderung von Speichertechnologien argumentiert wird, steht in den Varianten Versorgungssicherheit und Geschwindigkeit der Beitrag von Wasserstoff für die Versorgung mit CO₂-neutraler Energie im Fokus. Je nach Belastung der Netze durch die Elektrolyseure könnte die Finanzierungsfrage einer Netzentgeltbefreiung zur Vermeidung einer Entsolidarisierung losgelöst von den jeweils örtlich geltenden Netznutzungsentgelten betrachtet werden.

Die Varianten unterscheiden sich vor allem darin, ob der Fokus bei Massnahmen zur Internalisierung von CO₂-Kosten bzw. auf der Nachfrageseite liegt oder ob direkte angebotsseitige Fördergelder eingesetzt werden, die, sobald Marktinformationen vorliegen, durch marktbasierende Instrumente ergänzt oder ersetzt werden. Aber auch in diesen Bereichen gibt es Grundlagen, die über alle Varianten hinweg gelten. Dazu zählen das bestehende Emissionshandelssystem und die CO₂-Abgabe, die mindestens auf dem heutigen Niveau – in Koordination mit der EU zur Vermeidung von Grenzausgleichskosten – beibehalten werden und der Verzicht auf Technologieverbote, die als zu starker Eingriff in Marktentwicklungen eingestuft werden. Dagegen erachten wir die Entwicklung von Labels- und Standards zur Erhöhung der Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen in allen Varianten als sinnvoll, sofern die Vollzugskosten verhältnismässig sind. Auf Seiten der direkten Förderungen sind Investitionshilfen für die Importinfrastruktur und für die Prüfung und den etwaigen Bau saisonaler Speicher in der Schweiz in allen Varianten vorgesehen. Vor dem Hintergrund von Netto-Null-CO₂ bis 2050 erhöht dies die Glaubhaftigkeit der Marktperspektive für die Akteure im Schweizer Wasserstoffmarkt. In allen Varianten ist zudem vorgesehen, dass Langfristverträge zwischen den Akteuren der verschiedenen Wertschöpfungsstufen abgeschlossen werden können, was eine Risikoteilung ohne staatliche Fördermittel ermöglicht.

7 Massnahmen in der zeitlichen Entwicklung

Viele Massnahmen des Regulierungsrahmens sind bereits heute, in der «Anfangsphase» des Markthochlaufes von Wasserstoff, voranzutreiben bzw. zu ergreifen. Dies gilt für alle Varianten des Regulierungs- und Förderrahmens (vgl. Kapitel 6). Ein Teil der Instrumente bzw. Massnahmen soll in den künftigen Marktphasen «Markt vorhanden» und «Importkapazitäten vorhanden» geprüft und entsprechend der Entwicklungen angepasst werden (vgl. zur ökonomische Begründung der Instrumente Kapitel 5).

Tabelle 17 gibt eine Einordnung der Instrumente und Massnahmen in die drei Marktphasen, übergreifend über die drei Umsetzungsvarianten. Nachfolgend werden die energiepolitische Ausgangslage in der Schweiz (vgl. Kapitel 3) und mögliche zeitliche Entwicklungen der Massnahmen für jeden der vier Teilbereiche des Regulierungsrahmens beschrieben.

Tabelle 17 Instrumente nach Marktphasen über alle Umsetzungsvarianten

Anfangsphase	Markt vorhanden	Importkapazitäten vorhanden
Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verlässliche Rahmenbedingungen (Wasserstoffstrategie) und Monitoring ▪ EU-kompatible Herkunftsnachweise für Wasserstoff und Strom ▪ EU-kompatible technische Standards für Wasserstoff ▪ Etablierung sicherheitsrelevanter Regeln speziell für Wasserstoff ▪ Klare Bewilligungsverfahren ▪ Offenhalten von Importmöglichkeiten 		
Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horizontale Entflechtung soll integrierte Gas- und Wasserstoffnetzplanung und-finanzierung nicht verhindern ▪ Vertikale Entflechtung analog heutiger Regeln im Strombereich und keine Netzzugangsregulierung zu Wasserstoffnetzen in der Markthochlaufphase 		<i>Prüfung des Regulierungsbedarfs: Vorhandensein natürlicher Monopole, Trade-off zwischen Synergien/Koordination und Wettbewerb</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine einheitlichen Abnahmepflichten oder Beimischungsquoten ohne Beachtung technischer Restriktionen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nutzbarmachung der Abgeltung von Flexibilitäten für Produktion (z. B. Elektrolyseure) und Speicher 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von NNE Strom im Kontext der aktuellen Regelungen, Finanzierungsfrage separat adressierbar 	<i>Optionale Weiterführung</i>	
Internalisierung von CO₂-Kosten		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mindestens Beibehaltung des derzeitigen CO₂-Emissionshandelssystems bzw. CO₂-Abgabe ▪ Keine Verbote bestimmter Technologien ▪ Labels und Standards für Transparenz zur CO₂-Belastung durch Produkte und Dienstleistungen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Je nach politischer Zielsetzung Fokus auf <ul style="list-style-type: none"> – Ausweitung CO₂-Emissionshandelssystem oder – Direkte Beihilfen für Endverbraucher. CO₂-Grenzwerte 		<i>Je nach Ziel Weiterführung</i>
H₂-Förderung		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionshilfen für Importinfrastruktur und Saisonspeicher 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zulassung von Langfristverträgen zwischen Akteuren der Wertschöpfungsstufen 		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Je nach politischer Zielsetzung Fokus auf <ul style="list-style-type: none"> – Technologieneutralen Carbon Contracts for Differences (CCFD) in vom EHS abgedeckten Sektoren oder – Investitionshilfen, Bürgschaften, Risikogarantien auf allen Wertschöpfungsstufen – Gestehungskostenorientierte Prämie 		
	<ul style="list-style-type: none"> – Marktorientierte Risikogarantien (CfD) 	
	<i>Optionale Weiterführung</i>	

Dunkelgrau: Instrument wird eingesetzt.

Hell und kursiv: Das Instrument wird optional eingesetzt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Politische und technische Voraussetzungen für H₂-Markt

Die Massnahmen aus dem Bereich der politischen und technischen Voraussetzungen für den H₂-Markt sind besonders dringend und sollten möglichst zügig vorangetrieben werden. Dazu gehört die Wasserstoffstrategie, die für die zweite Hälfte 2024 angekündigt ist. Um die Anbindung an

den Europäischen Hydrogen Backbone zu ermöglichen und die diesbezüglichen Arbeiten voranzutreiben und zu konkretisieren, sind frühzeitig politische Signale in Richtung EU und in Richtung der Investoren erforderlich.

Die Arbeiten an den EU-kompatiblen Herkunftsnachweisen für Wasserstoff sind in Arbeit und erste Grundlagen werden für 2025 erwartet. Die Implikationen für die Definition von grünem Wasserstoff sind offen. Im Bereich der technischen Standards beteiligt sich der SVGW an den europäischen Gremienarbeiten. Umfassende Wasserstoff-Standards und -Normen sollen ab 2024 verfügbar sein. Für die Schweiz wäre eine möglichst rasche rechtsverbindliche Übernahme des technischen EU-Regelwerks wichtig, um konsistente sicherheitsrelevante Standards anwenden zu können. Das ist mit den heutigen Regeln in der Schweiz, insbesondere basierend auf dem Rohrleitungsgesetz nicht der Fall, da dieses für Transportnetze und nicht für Verteilnetze ausgelegt ist.

Bei der Erleichterung der Bewilligungsverfahren wäre eine Verfahrensbeschleunigung nicht nur für Anlagen zur Produktion von erneuerbarem Strom, sondern auch für Elektrolyseure und Speicher dem Markthochlauf dienlich. Auf Bundesebene ist dabei insbesondere die Frage der Standortgebundenheit zentral.

Marktzugangsregulierung Strom und Gas (mit H₂)

Da Wasserstoff eine Sektorkopplungstechnologie ist, sind die Rahmenbedingungen für Strom und Gas auch unmittelbar relevant für Wasserstoff. Bei der Weiterentwicklung der Strommarktregulierung und den Arbeiten zum GasVG sollte zunehmend die verschiedenen Energiesektoren als Ganzes betrachtet werden. Dazu gehören nicht nur Strom und Gas in verschiedenen Qualitäten inkl. Wasserstoff, sondern weitere Bereiche wie Fernwärme oder synthetische Flüssige Treib- und Brennstoffe. Im Bereich Marktzugangsregulierung sind die Regelungen im zukünftigen GasVG entscheidend für den Markthochlauf.

Um die Organisation innerhalb der Wertschöpfungskette zu ermöglichen und sektorübergreifende Geschäftsmodelle zu erleichtern, sollten die Unbundlingvorgaben (horizontal und vertikal) nicht über die aktuellen Vorgaben im Stromsektor hinausgehen, zumindest solange kein liquider Markt vorhanden ist. Dies ermöglicht auch, bestehende Gasnetze und Wasserstoffnetze gemeinsam zu planen und zu finanzieren. Da in den ersten beiden Marktphasen eher Inselnetze als ein zusammenhängender H₂-Markt bestehen, ist auch keine Netzzugangsregulierung für Wasserstoff erforderlich. Vielmehr sollten die Marktregeln des GasVG in den ersten Phasen ermöglichen, dass sich die bestehenden Gasnetzbetreiber auch unter Einbezug weiterer Akteure organisieren können, um Mengen schweizweit transportieren und bereitstellen zu können. Für die Phase, ab der leitungsgebundene Importe in die Schweiz grossflächig möglich sind, ist nach einer Analyse der Marktsituation hinsichtlich natürlicher Monopole und Marktmacht abzuwägen, ob eine Regulierung notwendig ist. Eine Prüfung ist auch hinsichtlich der Zusammenarbeit und Kompatibilität mit der EU erforderlich.

Die im Mantelerlass vorgesehene Möglichkeit, Flexibilitäten im Strommarkt abzugelten, ist für die Kostenentwicklung in den Stromnetzen ökonomisch sinnvoll und trägt gleichzeitig zur Finanzierung von Wasserstoffproduktionsanlagen und -speichern bei. Die ebenfalls im Mantelerlass angedachte (Teil-)Befreiung der Elektrolyseure von den Strom-Netznutzungsentgelten für zurückgespeisten Strom ist in der Gleichbehandlung von Stromspeichern begründet und weniger hinsichtlich der Wirkung auf die Stromnetzkosten. Aufgrund der bestehenden Regelungen für Pumpspeicher sollte sie jedoch auch für die Produktion und Speicherung von Wasserstoff angewendet werden. Zur Abmilderung der Folgen für einzelne Stromnetzbetreiber kann, bei Beibe-

haltung der aktuellen Netzentgeltssystematik, eine Finanzierung ausserhalb der jeweiligen Netzkosten erwogen werden. Spätestens in der Phase, in der leitungsgebundene Importe möglich sind, kann diese Befreiung von den NNE aufgehoben werden, wenn dies im Einklang mit den dann bestehenden NNE-Regeln ist.

Im Zusammenhang mit den Eckpunkten des GasVG werden Mindestquoten für Gas aus erneuerbaren Quellen genannt. Aufgrund der unterschiedlichen chemischen und physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff und Methan sollten hierbei die technischen Restriktionen beachtet und keine einheitlichen Abnahmepflichten definiert werden. Dies ermöglicht den Gasverteilnetzbetreibern, ihre Dekarbonisierungsstrategien an den lokalen Gegebenheiten auszurichten.

Internalisierung von CO₂-Kosten

Instrumente zur Internalisierung von CO₂-Kosten sind für alle Dekarbonisierungstechnologien, darunter Wasserstoff, von Bedeutung. Sie sind deshalb auch einer der Grundpfeiler eines Regulierungsrahmens für Wasserstoff. Aktuell besteht in der Schweiz ein EU-kompatibles CO₂-Emissionshandelssystem für die Industrie. Der Bundesrat hat angekündigt, die Erweiterung auf den Verkehrs- und Gebäudebereich analog der EU zu verfolgen und künftig zu prüfen, ob und für welche Bereiche ein Grenzausgleichsmechanismus zur Vermeidung von CO₂-Leakage sinnvoll für die Schweiz ist.

Je stärker der Fokus des Regulierungsrahmens auf dem Ziel der «Wirtschaftlichkeit» liegt (vgl. Abschnitt 6.3.1), desto stärker ist das CO₂-Emissionshandelssystem auszubauen. Je umfassender das System zur Internalisierung von CO₂-Kosten ist, desto weniger können Fördermassnahmen ökonomisch begründet werden.

Massnahmen zur Internalisierung von CO₂-Kosten bleiben unabhängig von der Phase das Wasserstoffhochlaus bestehen.

H₂-Förderung

Werden Fördermassnahmen der Angebots- und Nachfrageseite im Regulierungsrahmen vorgesehen, sind sie vor allem in der Anfangsphase relevant, in der die Risiken hoch sind. Unabhängig davon, welche Bedeutung Fördermassnahmen im Regulierungsrahmen haben, sind sie zeitlich zu limitieren bzw. es ist zu prüfen, ob eine Fortführung gerechtfertigt werden kann. Dient die Förderung vor allem der Kosten- und Risikoreduktion der Adressaten, ist mit abnehmender Unsicherheit die Förderung zu reduzieren und einzustellen (vgl. Variante «Wirtschaftlichkeit», Abschnitt 6.3.1 und Variante «Geschwindigkeit», Abschnitt 6.3.3). Nur wenn Förderungen politischen Zielen wie der dauerhaften Diversifikation der Energiebezugsquellen dienen sollen, ist eine zeitliche Limitierung nicht zwingend (vgl. Variante «Versorgungssicherheit», Abschnitt 6.3.2).

Beim Aufbau einer Importinfrastruktur und bei der Prüfung der Machbarkeit und dem Bau von Saisonspeichern sind die Unsicherheiten und der Anteil versunkener Kosten besonders hoch. Gleichzeitig ist die Bedeutung dieser Teile der Wertschöpfungskette für den Wasserstoffhochlauf gross. Vor diesem Hintergrund lassen sich Investitionshilfen für diese Infrastrukturen in der Anfangsphase unabhängig von der Regulierungsvariante begründen, so dass die Option offenbleibt, Wasserstoff für die Erreichung des Netto-Null-Ziel 2050 zu nutzen. In anderen Teilen der Wertschöpfungskette ist der Förderbedarf nicht ohne genauere Abwägung hinsichtlich des Ziels des Förderrahmens ersichtlich. Wird den Marktteilnehmern die Möglichkeit eingeräumt, sich über Langfristverträge gegenseitig für das bestehende Risiko zu versichern, erleichtert dies auch ohne Förderungen den simultanen Markthochlauf aller Wertschöpfungsstufen.

Wenn Fördermassnahmen ergriffen werden, sollten sie wo immer möglich so gestaltet werden, dass Marktinformationen genutzt werden. Insbesondere bieten sich Differenzverträge an. CO₂-Differenzverträge (CCfD), die das Technologierisiko für die gewählte Dekarbonisierungstechnologie abgelten, sind an das EHS gekoppelt und können bereits in der Anfangsphase eines H₂-Markthochlaufs eingesetzt werden. Im Fall direkter Wasserstoffförderung können Differenzverträge die Gebote auf Angebots- und Nachfrageseite ausgleichen, erfordern dafür jedoch gewisse H₂-Marktinformationen. Bisher werden in der Schweiz Differenzverträge als Förderinstrumente im Energiebereich nicht angewendet. In der EU werden mit diesem Instrument Erfahrungen gesammelt.

8 Quellenverzeichnis

Alle URL-Adressen wurden zuletzt am 15.7.2023 getestet.

Aurora Energy Research. (2023). *Renewable hydrogen imports could compete with EU production by 2030*. <https://auroraer.com/media/renewable-hydrogen-imports-could-compete-with-eu-production-by-2030/>

BAFU. (2021). *Totalrevision der Verordnung über die Verminderung von Treibhausgasemissionen (CO₂-Verordnung): Erläuternder Bericht*. Bundesamt für Umwelt (BAFU). <https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/rechtlichegrundlagen/erlaeuternder-bericht-co2-vo-april2021.pdf.download.pdf/erl-bericht-totalrevision-co2-verordnung.pdf>

BFE. (2018). *Swiss Hydrogen – Production and Demand*. Bundesamt für Energie (BFE). <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=46495&Load=true>

BFE. (2020). *Energieperspektiven 2050+*. Bundesamt für Energie (BFE). <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

BFE. (2021). *Energieperspektiven 2050+: Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS*. Bundesamt für Energie (BFE). <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10620>

BFE. (2022a). *Energieperspektiven 2050+: Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+*. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11143>

BFE. (2022b). *Thesen zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung*. Bundesamt für Energie (BFE). <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11103>

BFE. (2023). *Wärmestrategie 2050*. Bundesamt für Energie (BFE). <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/74920.pdf>

BFS. (2022). *Fahrzeuge und Transportmittelbestände des Personenverkehrs—1960-2022 | Tabelle*. Bundesamt für Statistik (BFS). <https://www.bfs.admin.ch/asset/de/23684302>

BFS. (2023a). *Fahrzeuge*. Bundesamt für Statistik (BFS). <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/verkehrsinfrastruktur-fahrzeuge/fahrzeuge.html>

BFS. (2023b). *Leistungen im Personenverkehr*. Bundesamt für Statistik (BFS). <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/personenverkehr/leistungen.html>

BloombergNEV. (2020). *Hydrogen Economy Outlook, Key messages*. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

BMUV. (2023, Februar). *Wichtiger Schritt für Markthochlauf von grünem Wasserstoff*. <https://www.bmu.de/pressemitteilung/wichtiger-schritt-fuer-markthochlauf-von-gruenem-wasserstoff>

- BMWK. (2022). *Energie- und Umwelträte stellen die Weichen für eine klimaneutrale europäische Wirtschaft*. Pressemitteilung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/06/20220629-energie-und-umweltraete-stellen-die-weichen-fuer-eine-klimaneutrale-europaeische-wirtschaft.html>
- dena. (2022). *Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat*. Impulspapier der Deutschen Energie-Agentur.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Impulspapier_Vorfinanzierung_durch_die_Netzbetreiber.pdf
- Energie Schweiz. (2023). *Ergibt Windenergie in der Schweiz Sinn?*
<https://www.energieschweiz.ch/stories/ergibt-windenergie-in-der-schweiz-sinn/>
- EnFK. (2018). *Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Gasnetz bis 2030*. Konferenz Kantonalen Energiefachstellen.
https://www.endk.ch/de/ablage/dokumentation-archiv-muken/BiogazSuisse_Synthese_D.pdf
- Europäische Kommission. (2018). Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II). *Richtlinie der Kommission, 2018/2001*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>
- Europäische Kommission. (2020). Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. *Mitteilung der Kommission, COM(2020) 301*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A52020DC0301>
- Europäische Kommission. (2021a). Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff (Neufassung). *Vorschlag für eine Verordnung der Kommission, COM(2021) 804 final*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0804&from=EN>
- Europäische Kommission. (2021b). Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Lufverkehr: Anhänge 1 und 2. *Vorschlag für eine Verordnung der Kommission, COM(2021) 561 final*. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:00c59688-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0023.02/DOC_2&format=PDF
- Europäische Kommission. (2023a). A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age. *Mitteilung der Kommission, COM(2023) 62 final*.
https://commission.europa.eu/document/download/41514677-9598-4d89-a572-abe21cb037f4_en?filename=COM_2023_62_2_EN_ACT_A%20Green%20Deal%20Industrial%20Plan%20for%20the%20Net-Zero%20Age.pdf
- Europäische Kommission. (2023b). Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs. *Deligierter Rechtsakt, C(2023) 1087 final*.
https://energy.ec.europa.eu/document/download/708bb80b-f844-4bc6-b53a-e0d730d4e74a_en?filename=C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf
- Europäische Kommission. (2022a). *IPCEIs on hydrogen*. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/ipceis-hydrogen_en

- Europäische Kommission. (2022b). *REPowerEU: Erschwingliche, sichere und nachhaltige Energie für Europa*. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowerEU-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_de
- Europäische Kommission. (2023c). „Fit für 55“. <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- Europäische Kommission. (2023d). *Hydrogen*. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en
- Europäische Kommission. (2023e). *Hydrogen Public Funding Compass*. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide_en
- Europäische Kommission. (2023f). *Supporting clean hydrogen*. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen_en
- Guidehouse. (2022). *Biomethane production potentials in the EU*. European Biogas Association. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/07/GfC_Biomethane-potentials_2022.pdf
- Heuser, P. (2021). *Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien*. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag. <http://publications.rwth-aachen.de/record/820196/files/820196.pdf>
- Holst, M., Aschbrenner, S., Smolinka, T., Voglstätter, C., & Grimm, G. (2021). *Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis—Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems: A cost analysis study on behalf of Clean Air Task Force*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. IEA (International Energy Agency). <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- IRENA. (2022). *Green hydrogen for industry: A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_Green_Hydrogen_Industry_2022_.pdf?rev=720f138dbfc44e30a2224b476b6dfb77
- McKinsey & Company. (2022). *Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization*. Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2022/10/Global-Hydrogen-Flows.pdf>
- Pittel, K. (2012). Das energiepolitische Zieldreieck und die Energiewende. *ifo Schnelldienst*, 65(12), 22–26.
- Prognos. (2022). *Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000–2021: Ex-Post-Analyse nach Verwendungszwecken und Ursachen der Veränderungen*. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE). <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11198>

- Rüdisüli, M., Romano, E., Eggimann, S., & Patel, M. K. (2022). Decarbonization strategies for Switzerland considering embedded greenhouse gas emissions in electricity imports. *Energy Policy*, 162, 112794. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112794>
- Schweizerischer Bundesrat. (2023). *Auswirkungen von CO₂-Grenzausgleichsmechanismen auf die Schweiz—Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 20.3933*. <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/79654.pdf>
- S&P Global. (2023). Methodology and Specifications Guide Global Hydrogen and Ammonia. *Platts Commodity Insights*. https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/_assets/_files/en/our-methodology/methodology-specifications/hydrogen-prices.pdf
- Swissolar. (2022). *11-Punkte-Programm der Solarwirtschaft 2022: So wird Photovoltaik zur tragenden Säule unserer Energieversorgung*. https://www.swissolar.ch/01_wissen/swissolar-publikationen/swissolar_flyer_11_punkte_d_rz.pdf
- Thomsen, J., Fuchs, N., Meyer, R., Wanapinit, N., Ulfers, J., Bavia Bampi, B., Lohmeier, D. J., Prade, E., Gorbach, G., Sanina, N., Engelmann, P., Herkel, S., Kost, C., Braun, M., & Lenz, M. (2022). Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Endbericht. *Fraunhofer ISE & IEE, Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats*. <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/440403>
- VSE. (2022). *Die Energieversorgung der Schweiz bis 2050: Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen (Energiezukunft 2050)*. <https://www.strom.ch/de/dokument/energiezukunft-2050-die-energieversorgung-der-schweiz-bis-2050>
- VSG. (2023). *Jahresstatistik*. <https://gazenergie.ch/de/verband/infothek/jahresstatistik/>
- Worm, H., Mollet, J., Kuhlmeier, F., Heuser, P., & Tisci, V. (2022). *H₂-Barometer: Unabhängige Bewertung der Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz (2022/01)*. Verband der Schweizer Gasindustrie (VSG). https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-H2-Barometer/H2-Baro-Nr1-20220330-DE.pdf

Polynomics AG
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten

www.polynomics.ch
polynomics@polynomics.ch

Telefon +41 62 205 15 70