



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
SEKTION MR & EM

Bericht vom 07. Juli 2023

Ein Förderrahmen für grünen Wasserstoff in der Schweiz

Eine Studie von Compass Lexecon und der
Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Datum: 07. Juli 2023

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

ETH Zürich
Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz
www.ethz.ch

Compass Lexecon
www.compasslexecon.com

BFE-Bereichsleitung: Wolfgang Elsenbast, wolfgang.elsenbast@bfe.admin.ch

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

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Ein Förderrahmen für grünen Wasserstoff in der Schweiz

Eine Studie von Compass Lexecon und der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

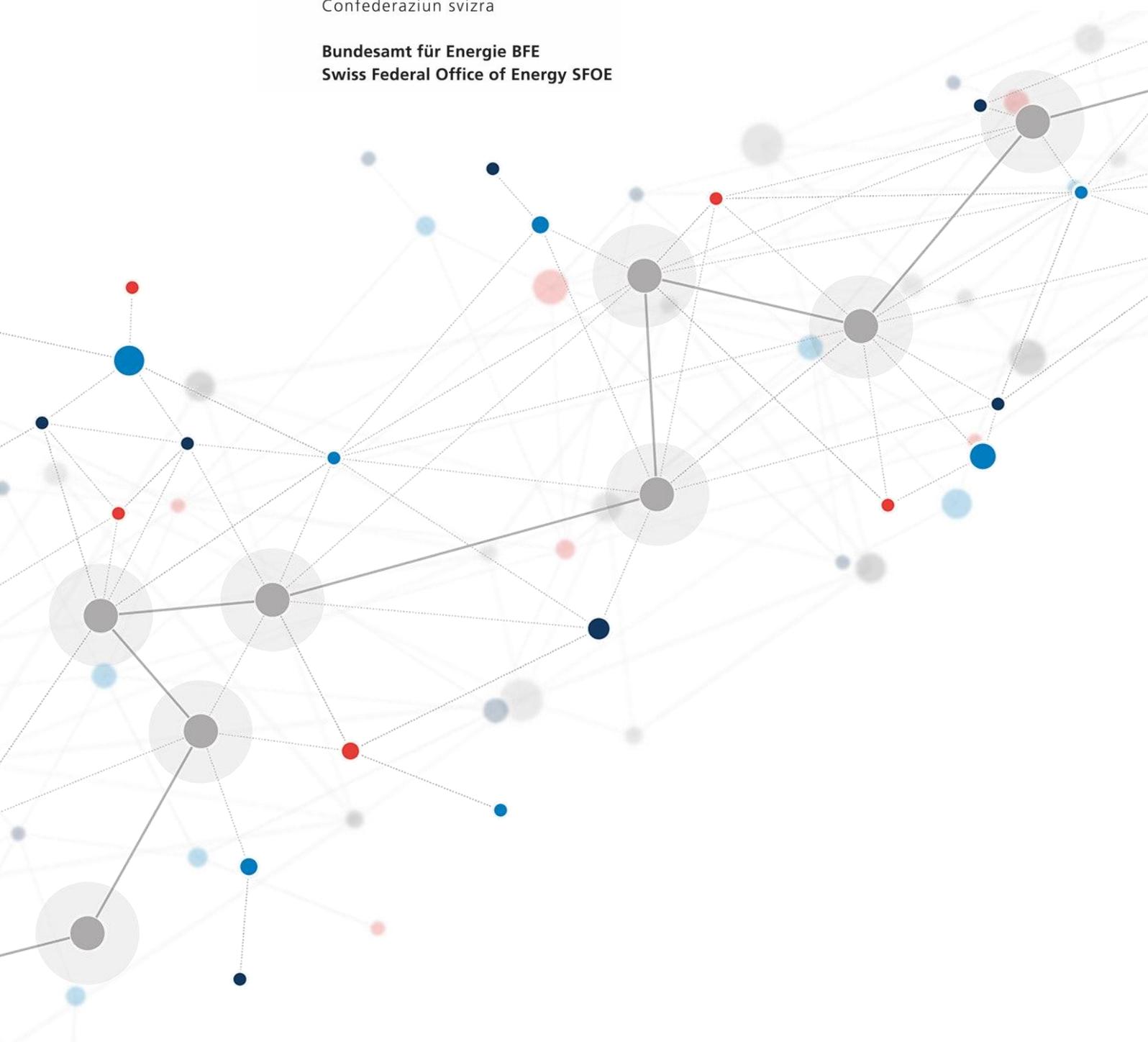
7. Juli 2023

Im Auftrag von:



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE
Swiss Federal Office of Energy SFOE



Inhaltsverzeichnis

1	Executive Summary	7
2	Résumé	26
3	Forschungsfrage und Einleitung	44
4	Vorgehensweise	45
4.1	Bewertungskriterien: Was macht ein gutes Fördersystem aus?	47
4.2	Mögliche Fördermechanismen	47
4.3	Grundsätzliche Überlegungen zu Angebots- vs. Nachfrageförderung	49
5	Der zukünftige Markt für Wasserstoff in der Schweiz: Mengen, Preise und Kostenlücken	51
5.1	Nutzungsfälle für Wasserstoff in der Schweiz	51
5.2	Marktsimulation für Wasserstoff in der Schweiz	53
5.3	Sensitivitätsanalysen der Marktsimulation	55
5.4	Kostenlücken für Wasserstoff in verschiedenen Anwendungsfällen	56
6	Förderrahmen für die Produktion grünen Wasserstoffs	60
6.1	Sektoranalyse	60
6.2	Vor- und Nachteile Förderalternativen	62
6.3	Empfehlung und Roadmap	65
7	Förderrahmen für die Nutzung grünen Wasserstoffs und synthetischer Treibstoffe im Strassenverkehr	67
7.1	Sektoranalyse	67
7.2	Vor- und Nachteile Förderalternativen	72
7.3	Empfehlung und Roadmap	75
8	Förderrahmen für die Nutzung synthetischer Treibstoffe in der Luftfahrt	77
8.1	Sektoranalyse	77
8.2	Vor- und Nachteile Förderalternativen	79
8.3	Empfehlung und Roadmap	82

9	Förderrahmen für die Nutzung synthetischen Methans in der Wärmeproduktion	83
9.1	Sektoranalyse	83
9.2	Vor- und Nachteile Förderalternativen	84
9.3	Empfehlung und Roadmap	87
10	Förderstrategie für die Nutzung grünen Wasserstoffs in WKK-Anlagen	89
10.1	Sektoranalyse	89
10.2	Vor- und Nachteile Förderalternativen	90
10.3	Empfehlung und Roadmap	91
11	Förderrahmen für die stoffliche Nutzung grünen Wasserstoffs	93
11.1	Sektoranalyse	93
11.2	Vor- und Nachteile Förderalternativen	95
11.3	Empfehlung und Roadmap	97
12	<u>Exkurs</u>: Förderung und Regulierung von Wasserstoffnetzen	99
12.1	Sektoranalyse	99
12.2	Fragestellungen	100
12.3	Empfehlungen	102
13	Förderkosten	103
14	Fazit	109
A	Bewertungskriterien für Fördersysteme	114
A.1	Überblick	114
A.2	Mikroökonomische Kriterien	115
A.3	Wirtschaftspolitische Kriterien	115
A.4	Fiskalpolitische Kriterien	116
B	Detailanalyse möglicher Fördersysteme	117
B.1	Angebotsmassnahmen	117
B.2	Nachfragemassnahmen	118
B.3	Hybride Fördermechanismen	120
B.4	Interaktionen von Fördermechanismen	122
C	Quantifizierung der Kosten grünen Wasserstoffs	123
C.1	Erläuterung zur Kostenlücke	123

C.2	Energiemarkt-Modellierung in FlexECO	125
C.3	Inputdaten und Annahmen von FlexECO	128
C.4	Ergebnisse der Marktsimulation mit FlexECO	134
C.5	Sensitivitätsanalysen mit FlexECO	139
C.5.1	Wasserstoffspeicher in der Schweiz	139
C.5.2	Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage in der Schweiz	140
C.5.3	Variation der Wasserstofftransportkosten	142
C.5.4	Befreiung des Schweizer grünen Wasserstoffs von Stromnetztarifen	143
D	Referenzen	145

Glossar

Abkürzung	Definition
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BFE	Bundesamt für Energie
CCfD	Kohlenstoff-Differenzkontrakt (Carbon Contract for Difference)
CfD	Differenzkontrakt (Contract for Difference)
CHF	Schweizer Franken
DE	Szenario Distributed Energy
ENTSO-E	European association for the cooperation of transmission system operators for electricity
EP 2050+	Prognos, TEP Energy & Infrastudie Energieperspektiven 2050+
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug (Fuel Cell Electric Vehicle)
GA	Szenario Global Ambition
HT-Wärme	Hochtemperaturwärme
NT-Wärme	Niedertemperaturwärme
H ₂	Wasserstoff
ICE	Fahrzeug mit Verbrennungsmotor (Internal Combustion Engine)
LKW	Lastkraftwagen
LSVA	Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe
PEM	Festpolymer-Elektrolyt (Proton Exchange Membrane)
PKW	Personenkraftwagen
PSVA	Pauschale Schwerverkehrsabgabe
PtG	Power to Gas
PtL	Power to Liquid
Rp	Schweizer Rappen
SMR	Dampfreformierung (Steam Methane Reforming)
SOEC	Festoxid-Elektrolysezelle (Solid Oxide Electrolyzer Cell)
SRMC	Grenzkostenpreise (Short Run Marginal Cost)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
ZB	Szenario Zero B
ZBa	Szenario Zero Basis

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Einordnung der Studie.....	44
Abbildung 2: Vorgehensweise.....	46
Abbildung 3: Klassifizierung der Fördermassnahmen	46
Abbildung 4: Übersicht: Strukturierung möglicher Fördermassnahmen	48
Abbildung 5: Schematische Darstellung der Förderung von Wasserstoffanwendungen.....	50
Abbildung 6: Markthochlauf für grünen Wasserstoff und seine Derivate im EP 2050+ Szenario "Zero Basis" [TWh/a]	52
Abbildung 7: Markthochlauf für grünen Wasserstoff und seine Derivate im EP 2050+ Szenario "Zero B" [TWh/a].....	52
Abbildung 8: Übersicht: Energieträgerkosten (Szenario Zero B)	57
Abbildung 9: Wasserstoffnachfrage und modelliertes Wasserstoffangebot	60
Abbildung 10: Kostenvergleich zwischen grauem und grünem Wasserstoff	61
Abbildung 11: Vollkostenvergleich für einen einzelnen LKW pro Jahr	69
Abbildung 12: Vollkostenvergleich für einen einzelnen PKW	69
Abbildung 13: Vollkostenvergleich für einen einzelnen Bus	70
Abbildung 14: Kostenvergleich der Energieträger für die Luftfahrt (in Rp/kWh)	78
Abbildung 15: Kostenlücke des Syn-Methaneinsatzes im Wärmesektor.....	84
Abbildung 16: Wasserstoffnachfrage für die stoffliche Nutzung in der Schweiz.....	94
Abbildung 17: Europäischer Wasserstoff-Backbone – Ausbaustand 2040	100
Abbildung 18: Jährliche Gesamtkostenlücken (Vollkostenpreise für Wasserstoff).....	104
Abbildung 19: Jährliche Gesamtkostenlücken (Vollkostenpreise für Wasserstoff).....	104

1 Executive Summary

Sektorübergreifende Schlussfolgerungen

Die vorliegende Studie entwickelt einen Förderrahmen für grünen Wasserstoff in der Schweiz auf Basis der in den Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+) (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021a) dargelegten Transformationsszenarien für den Schweizer Energiesektor.¹

Die folgenden sechs Schlussfolgerungen sind von sektorübergreifender Bedeutung:

- Sowohl die Wasserstoffproduktion, als auch der Einsatz von Wasserstoff sind **nicht zum Selbstzweck da**. Grundsätzlich sollte Wasserstoff dort eingesetzt werden, wo eine Dekarbonisierung nicht anderweitig einfacher (sprich: zu geringeren Kosten) durchgeführt werden kann.
- In anderen Ländern (z.B. in Deutschland) wird daher die **stoffliche Nutzung** von Wasserstoff in der Düngemittel-, Stahl- und petrochemischen Industrie als prioritär angesehen. Da die Industrien mit stofflicher Nutzung von Wasserstoff in der Schweiz aktuell, und absehbar zukünftig untergeordnete Bedeutung haben, geht die vorliegende Studie davon aus, dass der Bedarf nach grünem Wasserstoff für eine stoffliche Nutzung in der **Schweiz** – wenngleich vorhanden – **vergleichsweise gering** bleiben wird. Eine direkte Förderung von grünem Wasserstoff in der stofflichen Nutzung kann absehbar auf Einzelfälle beschränkt bleiben, da unter den hier getroffenen Annahmen bereits 2030 die Kosten von grünem Wasserstoff konkurrenzfähig mit jenen von grauem Wasserstoff inkl. CO₂-Preis sein werden.
- **Strassenverkehr:** Der Bereich **Schwerverkehr** wurde bis vor kurzem – und auch in den EP 2050+ die dieser Studie auftragsgemäss zu Grunde liegen – als einer der hauptsächlichen Anwendungsgebiete für Wasserstoff gehandelt. In Anbetracht neuerer Kostenschätzungen (siehe Kapitel 7 im Haupttext für Berechnungen und Referenzen) erscheint es jedoch aktuell durchaus möglich, dass – wie bei den PKW – batterieelektrische Lösungen kostengünstiger sein werden. Batterieelektrische PKW sind vielfach schon heute konkurrenzfähig zu PKW mit Verbrennungskraftmaschinen (was sich nicht zuletzt in stetig steigenden Neuzulassungszahlen zeigt (IEA, 2022)). Obwohl die EP 2050+ eine bedeutende Rolle auch für Wasserstoff-betriebene PKW vorsieht, ist eine Förderung ggf. nicht mehr sinnvoll.² Eine ähnliche Entwicklung könnte es auch im Schwerverkehr (Busse, LKW) sowie bei leichten Lieferfahrzeugen geben, weshalb in Bezug auf die Einführung von Fördersystemen für Wasserstofffahrzeuge **keine Eile** geboten ist.
- Im **Wärmebereich** stehen mit Biomasse, Biomethan, Wärmepumpen (inkl. Hochtemperaturwärmepumpen), Wärmenetzen in Kombination mit WKK, sowie Geothermie **umfangreiche Alternativen** zur Verfügung, welche im Rahmen einer **technologieneutralen Wärmestrategie** effizient genutzt werden sollten. Bevor Wasserstoff oder Syn-Methan im Wärmebereich gefördert

¹ Die Entwicklung von von den EP 2050+ abweichenden Entwicklungsszenarien war explizit nicht Auftrag der vorliegenden Studie.

² Abschliessend kann die Förderwürdigkeit von Wasserstoff-PKW nur im Rahmen einer umfassenden Energiesystemmodellierung geklärt werden, die auch für Endverbraucherentscheidungen nicht relevante Externalitäten (wie Kosten des Ausbaus des Elektrizitätssystems) berücksichtigt. Eine solche Modellierung war nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

werden, sollte eine technologieneutrale Wärmestrategie für die Schweiz ausgearbeitet werden, welche alle Alternativen berücksichtigt.

- Wenn der **Ausbau der Wind- und Solarkapazitäten** in der Schweiz und im angrenzenden Ausland wie geplant vorangetrieben wird, wird es absehbar Zeiten mit niedrigen Strompreisen geben, in denen die Produktion von Wasserstoff sinnvoll erscheint. Es würde sich anbieten, den **Wasserstoff saisonal zu speichern**, und im Winter in **WKK** zu verstromen. Für ein solches Szenario fehlen in der Schweiz jedoch noch die notwendigen Wind- und Solarkapazitäten, die saisonalen Wasserstoffspeicher und die WKK. Eine **Investitionsförderung** für Elektrolyseure, welche 2030 auslaufen könnte, erscheint jedoch sinnvoll solange der Wasserstoffmarkt noch eine unklare Dynamik aufweist, und damit für Investoren sehr risikoreich erscheint.
- Der Sektor in dem der Einsatz von Wasserstoff in Form von synthetischem Kerosin für eine vollständige Dekarbonisierung aktuell noch **unabdingbar** erscheint, ist die **Luftfahrt**. Die praktikabelste Fördermöglichkeit für synthetisches Kerosin (bzw. **Sustainable Aviation Fuels – SAF**, welche auch biogenes Kerosin umfassen) ist eine über die Zeit ansteigende **Quote**, welche zur Vermeidung von Ausweichstrategien (Carbon Leakage Risiko) idealerweise international abgestimmt eingeführt werden sollte.

Die Schlussfolgerung der EP 2050+, dass der auch in Zukunft nur begrenzt vorhandene grüne Wasserstoff für die **stoffliche Nutzung sowie den Flug- und Schiffsverkehr** verwendet werden soll, jedoch nur in begrenztem Maße für den Straßenverkehr, und eher nicht für die Bereitstellung von Niedertemperatur-Wärme, deckt sich mit anderen aktuellen Veröffentlichungen (Wietschel, et al., 2023) (Ueckerdt & Odenweller, 2023).

Bei der Analyse der möglichen Fördersysteme für die verschiedenen Sektoren, haben sich Abwägungen entlang der folgenden Dimensionen ergeben:

- **Carbon Leakage Risiko³**: In Sektoren wie z.B. der Raumwärme besteht kein Carbon Leakage Risiko bei erhöhter Nutzung von teureren Energieträgern oder einer höheren Besteuerung; bei industriellen Hochtemperaturanwendungen, oder auch im Bereich der Luftfahrt, ist dieses Risiko möglicherweise beträchtlich.
- **Grundbedürfnis-Dilemma**: Anwendungsfälle wie Mobilität und Raumwärme sind verteilungspolitisch eher sensibel, sodass bei diesen ein besonderes Augenmerk auf der Preisentwicklung liegt. Andere Anwendungen, wie z.B. die Luftfahrt, sind möglicherweise weniger sensibel (wobei dies ultimativ keine ökonomische, sondern eine politische Abwägung ist).
- **Technologische Alternativen**: Hier reicht das Spektrum von der Luftfahrt, in der (noch) keine relevanten, dekarbonisierten Alternativen zur Nutzung synthetischen Kerosins verfügbar sind, bis zur Niedertemperaturwärme, wo synthetisches Methan eine unter vielen Möglichkeiten zur Dekarbonisierung ist.
- **Markthochlauf**: Während Wasserstoffderivate, mit Ausnahme von Syn-Methan, in lediglich einem Szenario der Energieperspektiven 2050+ und erst nach 2040 nachgefragt werden, besteht der Bedarf für grünen Wasserstoff bereits schon ab 2030. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff gibt es schon heute, und sie wird in der Schweiz absehbar nicht ausgeweitet. Nicht alle Anwendungsfälle sind dabei in allen Szenarien der Energieperspektiven 2050+ vorgesehen.

³

Carbon Leakage Risiko (auch Abwanderungsrisiko genannt) ist das Risiko einer Verlagerung ökonomischer Aktivität ins Ausland infolge von höheren Kosten durch Massnahmen, die CO2 Emissionen verringern wollen.

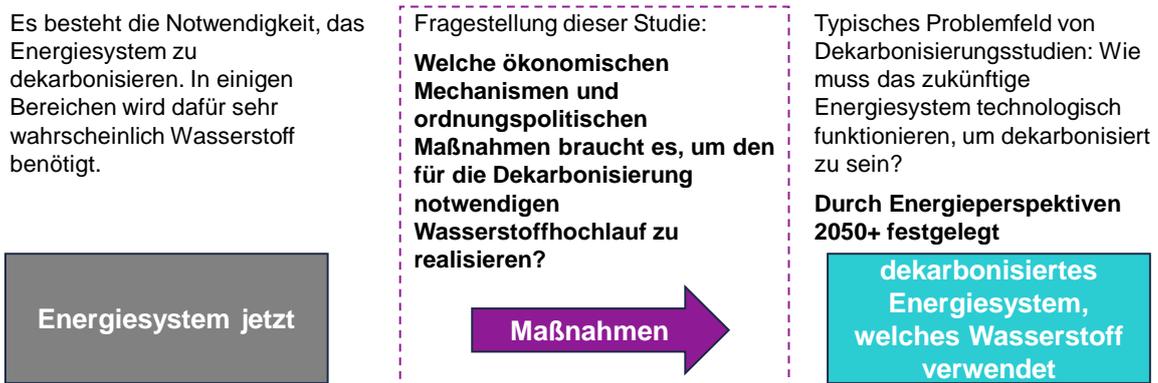
- **Kostenlücke:** Während grüner Wasserstoff bereits 2030 nahezu Kostenparität mit (durch CO₂-Kosten belastetem) grauem Wasserstoff erreicht, bleibt z.B. Syn-Kerosin absehbar auch 2050 noch deutlich teurer als fossiles Kerosin.
 - Die Kostenlückenberechnung für direkte Anwendungsfälle von grünem Wasserstoff erfolgt dabei auf Basis des von der ETH Zürich entwickelten Modells FlexECO.
 - Die Ermittlung der Kostenlücken für Anwendungsfälle von Wasserstoffderivaten basiert auf Ergebnissen und Annahmen der Energieperspektiven 2050+ (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021a).

Im Zuge der Erarbeitung dieser Studie haben sich in manchen Sektoren **Unsicherheiten** hinsichtlich der, in den Energieperspektiven 2050+ angenommenen, Bedarfsentwicklung für grünen Wasserstoff (bzw. seine Derivate) gezeigt. Der Forschungsstand hat sich in der Zwischenzeit teilweise weiterentwickelt. Für die Anwendungen Wasserstofffahrzeuge (FCEVs), Synfuels im Strassenverkehr, sowie Syn-Methan in der Wärmeversorgung, sehen die Energieperspektiven einen signifikanten Hochlauf vor. Die vorliegende Studie kommt zu dem Schluss, dass man diese **Anwendungen nicht direkt „herbeifördern“** sollte. Ggf. ist aus Kostensicht in einzelnen Anwendungen gar keine Förderung mehr notwendig (wie im Fall von PKW, wo batteriebetriebene Fahrzeuge günstiger als Wasserstofffahrzeuge, aber auch als konventionelle Alternativen sind). In anderen Anwendungen sollten auch weiter gefasste, technologieneutrale Fördersysteme aufgesetzt werden (wie z.B. in der Wärmeversorgung, wo sich Förderungen nicht auf Syn-Methan, sondern auf die für den jeweiligen Fall günstigste Technologie konzentrieren sollten).

Vorgehensweise

Die vorliegende Studie entwickelt einen **Förderrahmen für grünen Wasserstoff in der Schweiz**. Der Förderrahmen umfasst Mechanismen, um den, für die Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems gemäß den Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+) nötigen, Einsatz grünen Wasserstoffs und seiner Derivate (synthetische Energieträger) zu realisieren. In den EP 2050+ wurden Anwendungsfälle für grünen Wasserstoff erarbeitet, welche die Basis für diese Studie bilden. Darüber hinaus stellt diese Studie die **Frage, welche Massnahmen erforderlich sind, um diesen Wasserstoffhochlauf zu realisieren**.

Fragestellung der vorliegenden Studie



Die beiden für die vorliegende Studie genutzten Szenarien der EP 2050+ („Zero Basis“, „Zero B“) sehen die Nutzung dieser dekarbonisierten Energieträger in vielfältigen Anwendungsfällen und mit verschiedenen Mengengerüsten vor.

Die vorliegende Studie unterscheidet die folgenden sechs Sektoren mit potentiellm Förderbedarf:

1. **Produktion von grünem Wasserstoff;**
2. **Stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff** in der Schweizer Industrie;
3. Einsatz von **grünem Wasserstoff** und seinen Derivaten (**Syn-Benzin und Syn-Diesel**) im **Strassenverkehr;**
4. Einsatz von **synthetischem Kerosin in der Luftfahrt;**
5. Einsatz von **synthetischem Methan in der Wärmeproduktion** (Nieder- und Hochtemperaturwärme);
6. Einsatz von **grünem Wasserstoff in WKK.**

Die untenstehende Abbildung zeigt die untersuchten Anwendungsfälle von grünem Wasserstoff und seiner Derivate, sowie deren Zuordnung zu den Sektoren.

Anwendungsfälle und ihre Gruppierung zu Sektoren

Anwendungsfall	Wasserstoff-basierter Energieträger	Märkte	
		Produktion	Nachfrage
1. Schwere LKW	a) Syn-Diesel	Sektor 1: Wasserstoffproduktion in der Schweiz Zum Einsatz im Strassenverkehr bzw. in WKK-Anlagen und bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie	Sektor 2: Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten im Strassenverkehr
	b) Wasserstoff		
2. Leichte Nutzfahrzeuge	a) Syn-Diesel		
	b) Wasserstoff		
3. Individualverkehr (PKW)	a) Syn-Diesel		
	b) Syn-Benzin		
	c) Wasserstoff		
4. Busse	a) Syn-Diesel		
	b) Wasserstoff		
5. Luftfahrt	Syn-Kerosin	Sektor 3: syn. Kerosin in Luftfahrt	
6. Raumwärme & Warmwasser	Syn-Methan	Sektor 4: syn. Methan Wärmeproduktion	
7. Hochtemperaturwärme	Syn-Methan		
8. WKK	Wasserstoff	Sektor 5: WKK-Anlagen	
9. Stoffliche Nutzung	Wasserstoff	Sektor 6: Stoffliche Nutzung	

Prinzipiell sind zur Förderung des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft in den einzelnen Sektoren vielfältige Fördermassnahmen denkbar:

- **Angebotsförderung**, wie Investitions- oder Betriebskostenbeihilfen für die Wasserstoffproduktion, welche die Produktion von Wasserstoff unterstützen bzw. verbilligen.
- **Nachfrageförderung**, wie Investitions- oder Betriebskostenbeihilfen für Verbrauchseinrichtungen, Quoten für erneuerbare Energieträger, oder Verbote für fossile Energieträger. Des Weiteren erhöhen Steuern und CO2-Preise die Nachfrage nach Wasserstoff, indem sie den Endverbrauch fossiler Energieträger belasten und erneuerbarer Energieträger entlasten.

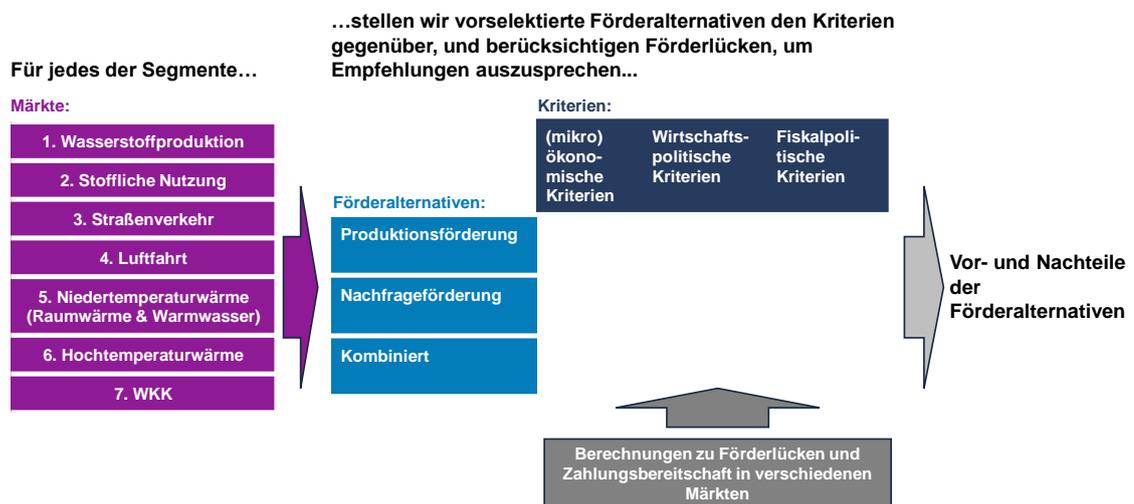
- **Hybride (bzw. kombinierte) Fördermechanismen**, wie Zertifikatssysteme für erneuerbare Energieträger oder Doppelauktionen für Supply Contracts.⁴

Zur Identifikation zielführender Massnahmen werden die in einem Sektor grundsätzlich einsetzbaren Massnahmen einer Bewertung in drei Dimensionen unterzogen:

- **Mikroökonomische Kriterien** analysieren, ob Massnahmen effizient sind und sie Marktmechanismen eher nutzen, als gegen diese zu arbeiten;
- **Wirtschaftspolitische Kriterien** prüfen Massnahmen auf Übereinstimmung mit kommunizierten Anforderungen und Zielen (z.B. Vermeidung einer Abwanderung von Industrie);
- **Fiskalpolitische Kriterien** bewerten, welche Auswirkungen Massnahmen auf den budgetären und administrativen Rahmen eines Staates haben.

Die untenstehende Abbildung illustriert die Prüfung der verschiedenen Förderalternativen anhand der Kriterien. Dies wird für jeden Sektor durchgeführt.

Prüfung der Förderalternativen anhand Kriterien, für die verschiedenen Sektoren



Um der identifizierten Unsicherheit in den einzelnen Sektoren Rechnung zu tragen, klassifiziert die Studie die **empfohlenen Massnahmen in den sektoralen Förderrahmen in drei Kategorien**:

- Jetzt schon sinnvoll** („No Regret“): Massnahmen, die aufgrund geringer Unsicherheiten hinsichtlich Wasserstoffbedarf, Technologie und Förderbedarf sehr wahrscheinlich sinnvoll sein werden.
- Vorankündigung sinnvoll** („Forward Guidance“): Massnahmen, für die Unsicherheit hinsichtlich Detailausgestaltung und Zeitlichkeit besteht, die jedoch sehr wahrscheinlich grundsätzlich sinnvoll sein werden und wo vorbereitende Massnahmen, wie Signale an den Markt, empfehlenswert erscheinen.

4

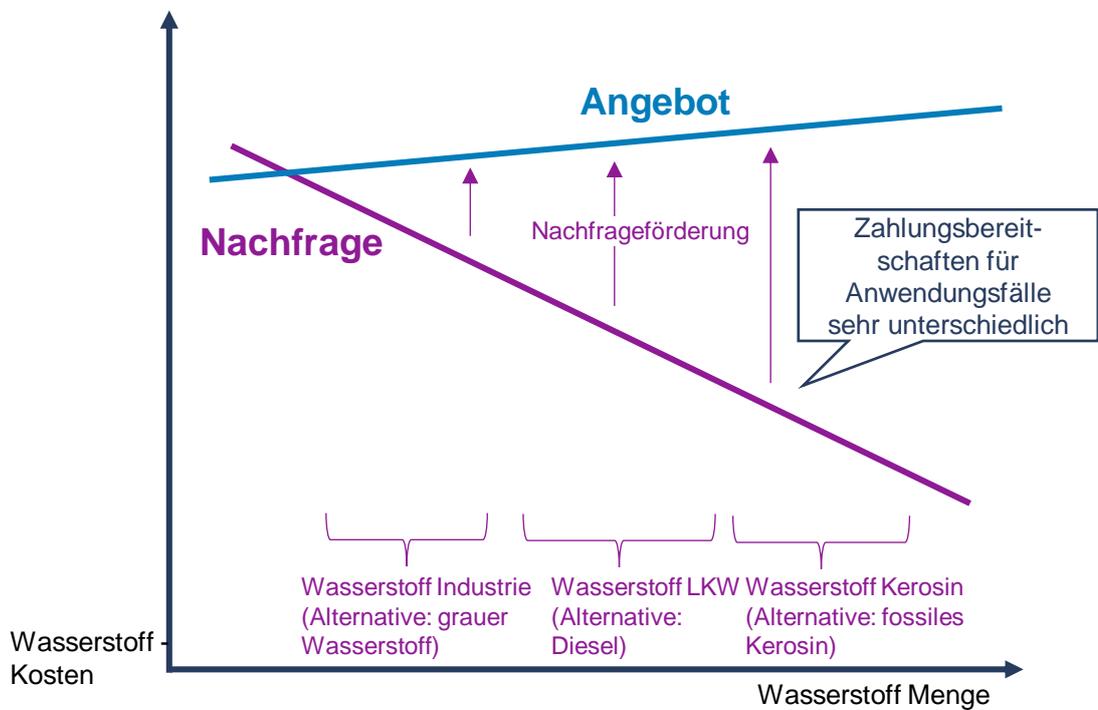
Doppelauktionen für sogenannte Supply Contracts sind zweiseitige Auktionen, welche die Kostenlücke zwischen Angebotspreis und Zahlungsbereitschaft überbrücken. In den Auktionen bieten sowohl Anbieter als auch Nachfrager Ihren Angebotspreis, bzw. ihre Zahlungsbereitschaft. Die Differenz wird sodann durch den Fördergeber (Staat) ausgeglichen. Die Menge, welche auf diese Weise gefördert wird, bestimmt der Fördergeber, z.B. unter Berücksichtigung der, für die Dekarbonisierungsziele, notwendigen Mengen.

- c. **Zuwarten sinnvoll** („Value to Wait“): Massnahmen, für die aufgrund hoher Unsicherheiten hinsichtlich Wasserstoffbedarf, Technologie und Förderbedarf Zuwarten (auch in Bezug auf Ankündigungen) sinnvoll ist.

In der Regel sollten Wasserstoffanwendungen vorrangig durch nachfrageseitige Massnahmen gefördert werden. Die untenstehende Abbildung illustriert warum. Durch die **Verwendung nachfrageseitiger Massnahmen**, kann die Förderung an die Kostenlücke (Kosten der Wasserstoffanwendung minus Zahlungsbereitschaft - also der durch Fördermassnahmen zu schliessenden Kostendifferenz zwischen fossilen und wasserstoffbasierten Alternativen) einzelner Anwendungsfälle angepasst werden. Dies reduziert den Förderaufwand, sowie das Risiko einer Überförderung.

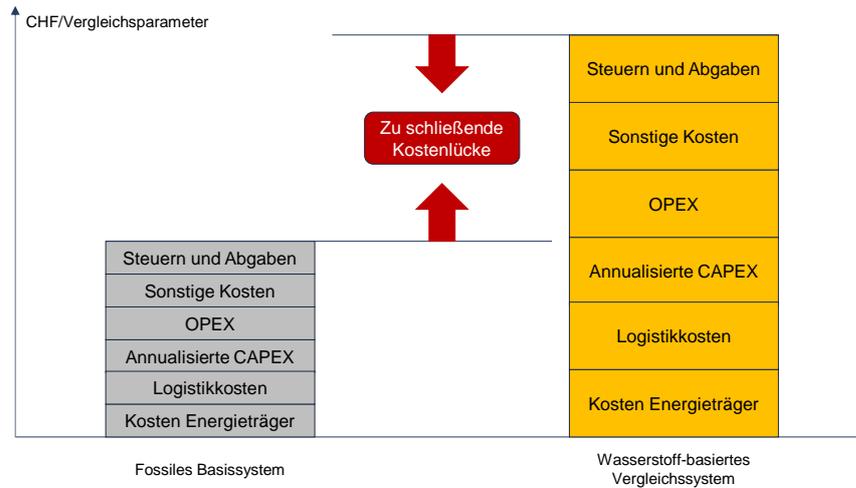
Die Vorteilhaftigkeit einer Konzentration auf die Nachfrageförderung wird noch einmal klar, wenn man die Alternative betrachtet. Würde man die Wasserstoffproduktion so weit fördern, bis der Marktpreis für Wasserstoff so niedrig ist, dass alle gewünschten Anwendungsfälle „im Geld“ wären, so würden Bereiche mit relativ geringer Kostenlücke bereits stark überfördert werden.

Vorteil von Nachfrageförderung bei Wasserstoffanwendungen



Die Analyse der verschiedenen möglichen Fördersysteme basiert ausserdem auf umfangreichen, quantitativen Analysen zu den Kostenlücken. Die Abbildung unten illustriert, wie die Kostenlücke unter Berücksichtigung von Energieträgerkosten, Logistikkosten, Steuern, etc. berechnet wurden.

Schematische Darstellung der Vollkostenlückenberechnung



Basierend auf der **Sektoranalyse**, der **Bewertung möglicher Massnahmen** gegen die definierten Kriterien und durch die **Kategorisierung der Massnahmen** im Hinblick auf **Unsicherheiten** in den Anwendungen, leitet die Studie sektorspezifische Förderrahmen ab. Die nachfolgende Tabelle gibt dazu eine zusammenfassende Übersicht.

Tabelle 1: Zusammenfassung sektorale Förder-Roadmap

	Massnahmen und deren Klassifizierung			Grobe Abschätzung jährliche Kostenlücke (gerundete Werte)
	Jetzt schon sinnvoll („No Regret“) Zeithorizont: in den nächsten ca. 2 Jahre	Vorankündigung sinnvoll („Forward Guidance“) Zeithorizont: 2 bis 5 Jahre	Zuwarten sinnvoll („Value to Wait“) Zeithorizont: 2 bis 30 Jahre	
Wasserstoffproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexible Netztarife ▪ Zertifikate/Herkunftsnachweise als Basis für nachfrageseitige Förderung ▪ Investitionsförderung für Pilotprojekte in der Anfangsphase 	keine	Weitere Förderung, falls sich ein reiner Grenzkostenmarkt für Wasserstoff herausbildet	<p>Vor 2030 erscheint die Förderung von Elektrolyseuren sinnvoll. Je nachdem, ob sich ein Vollkostenmarkt für Wasserstoff herausbildet, liegen die Kostenlücken gegenüber dem absehbar nur teilweise und geringfügig günstigeren grauen Wasserstoff für die modellierte Menge bei:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2030: 0-20 Mio. CHF/a ▪ 2040: 0-50 Mio. CHF/a ▪ 2050: 0-30 Mio. CHF/a <p>Die beiden anderen Bereiche, in welchen wir ebenfalls eine Investitionsförderung als No-Regret Massnahme empfehlen, sind stoffliche Nutzung und HT-Wärme. In beiden Fällen dient dies zur Vermeidung von Lock-In Effekten, also damit nicht jetzt noch Investitionen in langlebige Anlagen für fossile Technologien getätigt werden.</p>
Stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Fortführung) CO2-Bepreisung ▪ Investitionsförderung zur Vermeidung von Lock-in 	Im Zeitablauf steigende CO2-Preise	Investitionsförderung für Sonderfälle	Situationsbedingt individuelle Förderbedarfe, jedoch erwartungsgemäss ab 2030 Kostenparität von grünem und grauem Wasserstoff

Tabelle 1: Zusammenfassung sektorale Förder-Roadmap

	Massnahmen und deren Klassifizierung			Grobe Abschätzung jährliche Kostenlücke (gerundete Werte)
	Jetzt schon sinnvoll („No Regret“) Zeithorizont: in den nächsten ca. 2 Jahre	Vorankündigung sinnvoll („Forward Guidance“) Zeithorizont: 2 bis 5 Jahre	Zuwarten sinnvoll („Value to Wait“) Zeithorizont: 2 bis 30 Jahre	
Wasserstoff im Strassenverkehr	<ul style="list-style-type: none"> Höhere Steuern für fossile Treibstoffe 	—	<ul style="list-style-type: none"> Quoten für Syn-Treibstoffe (Fortführung) Steuererleichterung, bzw. relative Steuererleichterung im Vergleich zu fossil betriebenen Fahrzeugen für Wasserstoff Ggf. Investitionszuschüsse für Wasserstofffahrzeuge bzw. batteriebetriebene Fahrzeuge 	<p>Durch die beträchtlichen Mengen, sowie die hohe Kostendifferenz, wäre die Kostenlücke bei Syn-Treibstoffen (welche ggf. durch eine Quote direkt an die Konsumenten weitergereicht wird) beträchtlich. Die Nutzung synthetischer Kraftstoffe ist absehbar bis 2050 in keiner Strassenverkehrsanwendung kostenkompetitiv, eine Förderung ist daher nicht sinnvoll.</p> <p>Ein mögliches Förderprogramm für FCEV und/oder BEV im Bereich LKW, leichte Nutzfahrzeuge oder Busse, sollte technologieneutral zwischen den beiden Technologien sein, und dafür sorgen, dass sich die günstigere Technologie durchsetzt. Basierend auf dem Vergleich zwischen FCEV und fossilen Alternativen, wurden die folgenden Kostenlücken berechnet:</p> <ul style="list-style-type: none"> 2030: 20-50 Mio. CHF/a 2040: 10-30 Mio. CHF/a 2050: 30-50 Mio. CHF/a
Syn-Kerosin in der Luftfahrt	<ul style="list-style-type: none"> Syn-Kerosin-Quote, angelehnt an Quote in Nachbarländern 	Erhöhung der Syn-Kerosin-Quote im Zeitablauf	keine	<p>Die Kombination aus erheblichen Mengen und einer großen Kostenlücke, führt zu erheblichen Kostenlücken.</p> <p>Mehrbelastung der Fluggäste bei Weitergabe der Mehrkosten der Syn-Kerosin-Quote im Vollausbau (100%-Quote) bis zu 5.000 Mio. CHF/a</p>

Tabelle 1: Zusammenfassung sektorale Förder-Roadmap

	Massnahmen und deren Klassifizierung			Grobe Abschätzung jährliche Kostenlücke (gerundete Werte)
	Jetzt schon sinnvoll („No Regret“) Zeithorizont: in den nächsten ca. 2 Jahre	Vorankündigung sinnvoll („Forward Guidance“) Zeithorizont: 2 bis 5 Jahre	Zuwarten sinnvoll („Value to Wait“) Zeithorizont: 2 bis 30 Jahre	
Syn-Methan in der <u>Nieder-</u>temperatur (NT) Wärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Fortführung) CO2-Be- preisung bzw. CO2-Steuer auf Erdgas ▪ Zertifikatssystem für Syn-Methan 	Im Zeitablauf steigende CO2-Preise	Situationsabhängige Betriebskostenförderung	<p>Die – auf Grund von Technologiealternativen nicht zwingend zu schließende – Kostenlücke zwischen Erdgas und Syn-Methan beträgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2030: 0-250 Mio. CHF/a ▪ 2040: 0-1.250 Mio. CHF/a ▪ 2050: 0-3.400 Mio. CHF/a <p>Die Kosten eines technologieneutralen Förder-systems für dekarbonisierte Wärme wurden nicht quantifiziert, da nur SynMethan mit Methan ver-glichen wurde.</p> <p>Folgt man der hier gegebenen Empfehlung, so fallen nur begrenzte Kosten für die Förderung von Syn-Methan in Einzelfällen an, weil die Ver-bräucher auf verschiedene, jeweils günstige Al-ternativen umsteigen.</p>
Syn-Methan in der <u>Hoch-</u>temperatur (hat) Wärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CO2-Preis & Zertifikate analog NT-Wärme ▪ Technologieneutrale In-vestitions- oder Betriebs-kostenförderung zur Lock-in Vermeidung 	steigende CO2-Preise (analog zu NT)	Doppelauktionen für Syn-Methan Supply Contracts	<i>Nicht quantifiziert</i>

Tabelle 1: Zusammenfassung sektorale Förder-Roadmap

	Massnahmen und deren Klassifizierung			Grobe Abschätzung jährliche Kostenlücke (gerundete Werte)
	Jetzt schon sinnvoll („No Regret“) Zeithorizont: in den nächsten ca. 2 Jahre	Vorankündigung sinnvoll („Forward Guidance“) Zeithorizont: 2 bis 5 Jahre	Zuwarten sinnvoll („Value to Wait“) Zeithorizont: 2 bis 30 Jahre	
Wasserstoff in WKK-Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> CO2 Abgaben bzw. CO2-Steuer auf Erdgas 	keine	<ul style="list-style-type: none"> Ggf. technologieneutrale WKK-Förderung Abstimmung des Fördersystems WKK mit Kapazitätsmarkt (falls so etwas eingeführt wird) 	<i>Nicht quantifiziert</i>

Quelle: Compass Lexecon Analyse

Wasserstoffproduktion

Einführung und technologische Alternativen

Für die **Produktion grünen Wasserstoffs** in der Schweiz wird erneuerbarer Strom in Elektrolyseuren genutzt, insbesondere in Stunden mit niedrigen Strompreisen. Die Kosten des eingesetzten Stroms (inkl. Netzkosten, Steuern und Abgaben) machen in etwa 70% der Produktionsvollkosten⁵ grünen Wasserstoffs aus.

Kostenlücken

Durch entsprechende **Nachfrageförderungen** sollte die Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff eigentlich hoch genug sein, um die **Produktionskosten zu decken**. Gerade in der Frühphase des Wasserstoffhochlaufs (bis in etwa 2035) ist zu erwarten, dass sich auf dem Wasserstoffmarkt längerfristige Lieferverträge mit Vollkostenpreisen einstellen, auf welchen die Produzenten Preise durchsetzen, welche die Fixkosten der Elektrolyseure anteilig enthalten.

Eine Förderung der Wasserstoffproduktion ist also grundsätzlich **nicht unbedingt notwendig**, wenn sich ein „**Vollkostenmarkt**“ herausbildet. Von dieser grundsätzlichen Vorgehensweise gibt es jedoch zwei Ausnahmen, nämlich die Zeit vor 2030 (in welcher die Marktdynamik noch sehr unsicher ist, und daher ggf. Investoren verunsichert sind), und falls sich kein „Vollkostenmarkt“, sondern sich bereits frühzeitig ein „Grenzkostenmarkt“ für Wasserstoff herausbildet.

Empfohlene Vorgehensweise (No-Regret)

Für die Zeit **vor 2030**, empfiehlt sich eine **Investitionsförderung für Pilotprojekte**, bis die Kostenparität zu grauem Wasserstoff erreicht ist und solange die Marktdynamik für Investoren noch unsicher erscheint. Dies wird voraussichtlich um 2030 der Fall sein. Die beiden anderen Bereiche, in welchen wir ebenfalls eine Investitionsförderung als No-Regret Massnahme empfehlen, sind stoffliche Nutzung und HT-Wärme. In beiden Fällen dient dies zur Vermeidung von Lock-In Effekten, also damit nicht jetzt noch Investitionen in langlebige Anlagen für fossile Technologien getätigt werden.

Der hohe Anteil der Stromkosten und die erwartete Grösse und Flexibilität von Elektrolyseuren als Stromverbraucher eröffnen eine **Win-Win Situation** für das Stromsystem und den Betreiber eines Elektrolyseurs. In jedem Fall empfehlen sich daher **flexible Netztarife**, da diese den Netzbetreibern die Möglichkeit geben, die Netzdienlichkeit (oder auch die Nicht-Netzdienlichkeit) des Elektrolyseureinsatzes an den Elektrolyseurbetreiber zu signalisieren.

In jedem Fall empfiehlt sich auch die Einführung von **Herkunftsnachweisen**, da diese die Basis für nachfrageseitige Förderungen bilden (welche nur grünen oder zumindest CO₂-neutralen Wasserstoff fördern wollen) und da so eine ggf. vorhandene, höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff auf der Konsumentenseite überhaupt erst genutzt werden kann. Eine mit der EU koordinierte Einführung wäre vor dem Hintergrund der absehbaren Importe und Exporte von Wasserstoff von Vorteil, so dass die Schweizer Herkunftsnachweise auch EU-kompatibel sind (dies ist derzeit noch nicht der Fall).

Allfällige weitere Massnahmen (Value to Wait)

Wenn sich ein **reiner „Grenzkostenmarkt“ für Wasserstoff**, analog zum jetzigen Strommarkt, herausbilden sollte, so müsste man theoretisch bis ins Jahr 2050 und darüber hinaus die

⁵

Vollkosten bestehen aus variablen und auf die Produktionsmenge umgelegten fixen Kosten.

Kapitalkosten von Elektrolyseuren fördern. Die Einführung von Herkunftsnachweisen ist in jedem Fall bereits heute sinnvoll.

Kosten der Fördermassnahmen

Je nachdem welches Szenario eintritt, liegt die Förderhöhe zwischen 0 und 17 Mio. CHF in 2030, zwischen 0 und 50 Mio. CHF in 2040 und zwischen 0 und 32 Mio CHF in 2050.

Strassenverkehr

Einführung und technologische Alternativen

Im **Strassenverkehr** stehen zwei auf grünem Wasserstoff beruhende Technologieoptionen zur Verfügung. Einerseits die direkte Nutzung von grünem Wasserstoff in Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCEV – Fuel Cell Electric Vehicles) und andererseits die Nutzung von auf grünem Wasserstoff beruhenden synthetischen Flüssigkraftstoffen (Syn-Benzin und Syn-Diesel). Letztere stellen dabei „Austauschtreibstoffe“ (engl. Drop-In Fuels) dar, die direkt in konventionellen mit Verbrennungskraftmotor ausgestatteten Autos eingesetzt werden können. Ausserdem sind auch reine Elektrofahrzeuge (BEV – Battery Electric Vehicles) eine Option.

Kostenlücken

Für LKW, leichte Lieferfahrzeuge und Busse hat die Analyse der Kostenlücken gezeigt, dass sowohl **FCEV als auch BEV ab 2030 kostenmässig nicht allzu weit von fossilen Alternativtechnologien** entfernt sind. Die Kostenlücke zwischen der Nutzung von Wasserstoff und Diesel im Schwer-, Liefer- und Busverkehr ist absehbar in der Grössenordnung eingehobener Steuern und Abgaben. Es besteht aktuell noch **Unsicherheit** hinsichtlich der relativen **Entwicklung der Kosten** der Alternativen FCEV und BEV, wobei aktuelle Studien eher auf künftige Kostenvorteile für BEV hinzuweisen scheinen.

Für PKW steht mit **batterieelektrischen** Fahrzeugen schon heute eine Technologiealternative zur Verfügung, die aus Endkundensicht günstiger ist als Benzin- oder Dieselfahrzeuge – aber auch als Brennstoffzellen-Fahrzeuge.

Die Nutzung synthetischer Kraftstoffe ist absehbar bis 2050 in keiner Strassenverkehrs-anwendung kostenkompetitiv gegenüber fossilen Treibstoffen, FCEV oder BEV.

Empfohlene Vorgehensweise (No-Regret)

Steuererhöhungen für fossile Kraftstoffe erscheinen sinnvoll, da diese technologieneutral in Bezug auf die dann zu verwendenden Alternativen sind, Einnahmen generieren und wünschenswerte Steuerungswirkungen entfalten.

Bei PKW zeichnet sich aktuell ein Kostenvorteil für BEV in Bezug auf die Endverbraucherkosten ab, sodass Förderungen für Wasserstoff-PKW nicht sinnvoll erscheinen.

Allfällige weitere Massnahmen (Value to Wait)

Je nachdem wie sich bei **LKW, leichten Lieferfahrzeugen und Bussen** die Kostenlücken von FCEV vs. fossil und BEV vs. fossil entwickeln, können **gezielte Kombinationen von (relativen) Steuererleichterungen (im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen) und Investitionsförderungen**, diese Kostenlücken schliessen.

Solange das Technologierenen zwischen FCEV und BEV im Schwerverkehr noch nicht entschieden ist, sollten die **Förderungen möglichst technologieneutral ausgestaltet** werden, um keine der Technologien unfair zu bevorteilen, bzw. zu benachteiligen. Eine – verzerrende – Förderung einer dekarbonisierten Technologie gegen eine andere dekarbonisierte Technologie sollte dabei jedenfalls vermieden werden.

Sollte in Zukunft auch der verbleibenden Altbestands an Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmaschinen dekarbonisiert werden (z.B. weil man Gefahr läuft, die Dekarbonisierungsziele zu verfehlen), können **Quoten für Syn-Fuels** eingeführt werden. Teilweise erfolgt die Dekarbonisierung dabei dann durch den, von teuren Syn-Treibstoffen ausgehenden Kostendruck hin zu dekarbonisierten Technologien. Vor Einführung einer Quote sollte die hinreichende Verfügbarkeit von Syn-Kerosin geprüft werden.

Kosten der Fördermassnahmen

Die No-regret Massnahme einer Einführung höherer Steuern auf fossile Kraftstoffe würde keine zusätzlichen Kosten, sondern ggf. sogar **zusätzliche Einnahmen** bringen.

Ein mögliches Förderprogramm für FCEV und/oder BEV im Bereich LKW, leichte Nutzfahrzeuge oder Busse, würde 20-50 Mio. CHF/a in 2030, 10-30 Mio. CHF/a in 2040, sowie 30-50 Mio. CHF/a 2050 kosten.

Unter Annahme der in den EP 2050+ angegebenen Preise und Mengen, sowie der FlexECO Simulationsergebnisse würde sich eine Kostenlücke für Syn-Treibstoffe auf bis zu CHF 3 Mrd. pro Jahr belaufen. Bei Einführung einer **Quote für Syn-Fuels** würde dieser Betrag von den Fahrzeughaltern getragen werden.

Luftfahrt

Einführung und technologische Alternativen

In der **Luftfahrt** stellt die Nutzung von Syn-Kerosin in „normalen“ Turbinenflugzeugen absehbar die einzige, hinreichend erprobte, dekarbonisierte Technologieoption für Mittel- und Langstreckenflüge dar, auch wenn perspektivisch reiner Wasserstoff oder sogar ein Batteriebetrieb theoretisch Alternativen darstellen könnten. Syn-Kerosin ist hier ein „Austauschtreibstoff“. Es kann in denselben Anlagen transportiert und genutzt werden wie fossiles Kerosin und diesem beigemischt werden.

In der Schweiz wird aktuell auch eine Sustainable Aviation Fuel Quote (SAF-Quote) diskutiert, welche, ausser Syn-Kerosin, auch biogenes Kerosin berücksichtigen würde. Da die Quote durch verschiedene technische Alternativen erfüllt werden kann, ergibt sich innerhalb der Quote also eine Technologieneutralität in Bezug auf die Wahl des SAF.

Kostenlücken

Syn-Kerosin bleibt auch 2050 noch deutlich teurer als fossiles Kerosin. In Kombination mit den erheblichen Mengen an Kerosin die zu ersetzen wären, bewirkt dies, dass die Kostenlücke im Bereich Flugverkehr am grössten ausfällt.

Empfohlene Vorgehensweise (No-Regret)

Da die Produktion von Syn-Kerosin annahmegemäss (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021b) vollständig im Ausland erfolgt, ist eine Förderung des Umstiegs nur auf Nachfrageseite möglich.

Vor diesem Hintergrund sind **Syn-Kerosin-Quoten (bzw. SAF-Quoten)** das Mittel der Wahl zur Förderung seiner Nutzung. Diese Massnahme zieht keine Kosten für den Staatshaushalt nach sich. Um sicherzustellen, dass die für Fluggäste resultierenden Mehrbelastungen auch zu keinen

Abwanderungseffekten („Carbon Leakage Risiko“) zu Flughäfen im benachbarten Ausland führen, empfiehlt es sich, die Syn-Kerosin Quoten an jener dieser Nachbarländer anzulehnen, und im Zeitablauf im Gleichklang anzuheben. Ein klarer Pfad für diese Quotenanhebung gibt, darüber hinaus, klare Signale für den erforderlichen Markthochlauf für Syn-Kerosin und ermöglicht langfristige Planbarkeit der erforderlichen Investitionen in Produktion und Logistik, sowie die Basis für langfristige Beschaffung von Syn-Kerosin.

Durch die Erweiterung auf eine SAF-Quote, können die Kosten möglicherweise auch reduziert werden.

Allfällige weitere Massnahmen (Value to Wait)

Eine Steuer auf fossiles Kerosin kann man grundsätzlich einführen, diese könnte man jedoch realistischerweise nicht so hoch ansetzen, dass tatsächlich ein Umstieg auf Syn-Kerosin erfolgen würde. Somit wäre sie nicht wirklich eine Massnahme zur Förderung von Syn-Kerosin.

Kosten der Fördermassnahmen

Kostenseitig würde eine (100%-)Quote für Syn-Kerosin den Flugsektor in 2050 jährlich mit zusätzlich 5 Mrd. CHF belasten, sofern keine weitere Kostendegression – über die angenommene Entwicklung des Syn-Kerosinpreises hinaus – stattfindet.

Synthetisches Methan in Hoch- und Niedertemperaturwärme

Einführung und technologische Alternativen

Im **Wärmesektor** sind zwei Anwendungsfälle für **Syn-Methan** zu unterscheiden. Der erste Bereich – die Niedertemperaturwärme – umfasst vor allem Raumwärme und Warmwasser. Der zweite – Hochtemperaturwärme – wird vor allem in industriellen Prozessen benötigt. In Szenario Zero B der Energieperspektiven 2050+ wird Syn-Methan in der Hoch- und Niedertemperaturwärme umfangreich verwendet. In beiden Anwendungsfällen existieren vielfältige technische Alternativen zur Nutzung von Syn-Methan. Z. B. Biomasse, Biomethan, Wärmepumpen, Geothermie und Wärmenetze in der Raumwärme, sowie die direkte Verwendung von Strom, Hochtemperaturwärmepumpen, Wasserstoff und ggf. Biomethan in der Hochtemperaturwärme. Es besteht also Unsicherheit sowohl hinsichtlich der grundsätzlichen Nutzung von Syn-Methan als auch hinsichtlich des konkreten Nutzungsumfangs.

Kostenlücken

Syn-Methan wird bis nach 2050 deutlich teurer bleiben als Erdgas zuzüglich **CO2-Preis**.

Empfohlene Vorgehensweise (No-Regret)

Sowohl für den Bereich der Niedertemperaturwärme, als auch für die Hochtemperaturwärme (unter Einschränkung, dass ggf. Carbon Leakage Risiken verhindert werden sollen), empfiehlt sich ein Fokus auf den CO2-Preis, sowie Steuern. Der CO2-Preis übt dabei in beiden Anwendungsfällen Dekarbonisierungsdruck aus, der aufrecht erhalten werden sollte, obwohl er nicht zwingend zur Nutzung von Syn-Methan führt. Die Endkunden wählen dann die für sie passende (insbesondere die für ihren Fall günstigste) CO2-freie Alternative.

Zusätzlich sollte für spezifische, technologische Sonderfälle Förderung im Hochtemperaturwärmesegment bereitstehen, um einen Lock-in von „fossilen“ Investitionen zu vermeiden.

Damit Syn-Methan durch den CO2-Preis aber überhaupt angereizt wird, ist die Einführung von **Herkunftsnachweisen für Syn-Methan** (zu dessen nachweislicher Unterscheidung von chemisch identischem Methan fossilen Ursprungs) erforderlich.

Im Bereich der **Hochtemperaturanwendungen** erscheinen zusätzliche Förderungen – neben dem CO₂-Preis – heute nur für einen Spezialfall von Bedeutung: Sofern in den nächsten Jahren Re-Investitionen in Anlagen zur Produktion von Hochtemperaturwärme erforderlich werden, betriebswirtschaftlich jedoch keine Entscheidung zu Gunsten einer dekarbonisierten Alternative getroffen werden würde. In solchen Fällen könnten langfristige **Lock-ins fossiler Technologien** resultieren. Diese sollten durch **technologieneutral ausgestaltete Investitions- oder Betriebskostenförderungen** für dekarbonisierte Technologien vermieden werden. Betriebskostenzuschüsse können dabei in Form von CCfDs („Carbon Contracts for Differences“⁶ – Differenzkontrakte, die effektiv einen höheren als den aktuellen CO₂-Preis wirksam machen) fördermitteleffizient ausgestaltet werden.

Allfällige weitere Massnahmen (Value to Wait)

Zusätzliche Förderungen für Syn-Methan wären im Bereich der **Niedertemperaturwärme** nur zielführend, sofern sich für Niedertemperaturwärme im Zeitablauf Situationen herauskristallisieren, in denen Syn-Methan (a) die billigste verfügbare Alternative zur Wärmedekarbonisierung ist und gleichzeitig (b) aufgrund der hohen Kosten dennoch nicht umgesetzt wird. Dies wird eher nur in Ausnahmefällen zutreffen. Da die Technologien zur Nutzung von fossilem und von Syn-Methan ident sind, erscheinen in diesen Sonderfällen nur Förderungen sinnvoll, die die **Brennstoffkosten für die Endverbraucher reduzieren**. Ähnliches gilt für die Hochtemperaturwärme.

Sofern also im Bereich der Hochtemperaturwärme sich zukünftige Situationen mit Syn-Methan als billigste, aber dennoch nicht aufgegriffene Dekarbonisierungsoption abzeichnen, kann eine Subventionierung der Brennstoffkosten über Doppelauktionen⁷ erfolgen. Die Differenz zwischen dem Preis von Syn-Methan und der Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher wird dabei im Rahmen langfristiger Lieferverträge mit Fördergeldern ausgeglichen.

Kosten der Fördermassnahmen

Folgt man der hier gegebenen Empfehlung, so fallen nur begrenzte Kosten für die Förderung von Syn-Methan in Einzelfällen (durch CCfDs oder Doppelauktionen) an, weil die Verbraucher auf verschiedene, jeweils günstige, Alternativen umsteigen. Die in den Energieperspektiven in Szenario Zero B vorgeschlagene, umfangreiche Verwendung von Syn-Methan, würde einen Förderbedarf von etwa CHF 250 Mio. in 2030 und fast CHF 3400 Mio. in 2050 bedeuten.

Grüner Wasserstoff in WKK-Anlagen

Einführung und technologische Alternativen

Die Verwendung von Wasserstoff-WKK-Anlagen auf Brennstoffzellenbasis erscheint für ein vollständig dekarbonisiertes Schweizer Energiesystem als attraktive Option. Stromlastspitzen im Winter könnten durch die Verstromung von im Sommer produzierten Wasserstoff gedeckt werden. Gleichzeitig könnte die Abwärme in Wärmenetze eingespeichert werden, und zusätzlich helfen die installierten Kapazitäten der WKK bei der Adäquanz der Erzeugungskapazitäten.

⁶ „Carbon Contracts for Differences“ (CCfD) sind Differenzverträge, die schwankende CO₂-Preise ausgleichen sollen. Sie stellen durch Zahlungen sicher, dass das Unternehmen, welches den CCfD hält, in den Genuss eines garantierten CO₂-Preises kommt. Dadurch wird das Risiko von Investitionen in Technologien, welche den CO₂-Ausstoß reduzieren, vermindert und somit derartige Investitionen gefördert.

⁷ Doppelauktionen für sogenannte Supply Contracts sind zweiseitige Auktionen, welche die Kostenlücke zwischen Angebotspreis und Zahlungsbereitschaft überbrücken. In den Auktionen bieten sowohl Anbieter als auch Nachfrager ihren Angebotspreis, bzw. ihre Zahlungsbereitschaft. Die Differenz wird sodann durch den Fördergeber (Staat) ausgeglichen. Die Menge, welche auf diese Weise gefördert wird, bestimmt der Fördergeber, z.B. unter Berücksichtigung der für die Decarbonisierungsziele notwendigen Mengen.

Als technologische Alternativen stehen Biomasse-, bzw. Biogas-WKK, Geothermie-WKK, oder Grosswärmepumpen zur Verfügung.

Empfohlene Vorgehensweise und weitere Massnahmen (No-Regret und Value to Wait)

Bevor man eine Förderung von grünem Wasserstoff in WKK-Anlagen andenkt, sollte man a) klären, ob **überhaupt die Notwendigkeit** besteht, CO₂-freie WKK zu fördern, sowie b) wie man **grüne WKK technologieneutral fördern** kann (z.B. durch Verteuerung fossiler Brennstoffe). Eine Quantifizierung der Kostenlücken entfällt daher.

Der grundsätzliche Bedarf nach Wasserstoff-befeuerten WKK-Anlagen ist somit Unsicherheiten unterworfen. Dies findet seinen Ausdruck auch in den unterschiedlichen Szenarien der EP 2050+ (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021d).

Die fortgeführte CO₂-Bepreisung führt zu technologieneutralen Anreizen für die Dekarbonisierung sowohl der Schweizer Stromproduktion, als auch der Produktion leitungsgebundener Wärme. Im Ergebnis werden Wasserstoff-befeuerte WKK damit in Konkurrenz zu alternativen, dekarbonisierten Technologien gesetzt. Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich des Einsatzes Wasserstoff-befueter WKK erscheinen derzeit **technologiespezifische Fördermassnahmen nicht angebracht**. Sobald Klarheit darüber besteht, welche WKK-Kapazitäten im zukünftigen Schweizer Energiesystem einerseits erforderlich sind und andererseits nicht ohne Förderung errichtet werden, **sollte eine technologieneutrale Förderung von WKK-Anlagen entwickelt werden**.

Falls im Schweizer Stromsystem zusätzliche, gesicherte und verfügbare Kapazitäten erforderlich sind und nicht ohne weitere Förderung errichtet werden, sollte eine Abstimmung zwischen ggf. einzurichtenden Kapazitätsmechanismen und einem WKK-Förderregime erfolgen. Da es nicht sinnvoll ist, direkt Wasserstoff WKK zu fördern, wurde keine Quantifizierung der Kosten der Fördermassnahmen durchgeführt.

Stoffliche Nutzung von Wasserstoff

Einführung und technologische Alternativen

Im Vergleich zu Ländern mit einer grösseren Stahl- oder petrochemischen Industrie spielt die stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Schweiz eine verhältnismässig kleine Rolle.

Im Bereich der **stofflichen Nutzung von Wasserstoff** gilt es vor allem den bereits heute in der Schweizer Industrie genutzten, aus Erdgas produzierten, (grauen) Wasserstoff durch grünen Wasserstoff zu ersetzen. Grüner Wasserstoff ist in dieser Anwendung in der Schweiz absehbar die einzige dekarbonisierte Alternative.

Kostenlücken

Grüner Wasserstoff wird absehbar bereits 2030 nahezu kostenkompetitiv zu grauem Wasserstoff sein – nicht zuletzt durch die Bepreisung der CO₂-Emissionen bei der Wasserstoffproduktion.

Empfohlene Vorgehensweise (No-Regret)

Die Beibehaltung (bzw. sofern aktuell eine Ausnahme zur Anwendung kommt: Einführung) der **CO₂-Bepreisung** und das absehbare Ansteigen des CO₂-Preises stellen somit auch die wesentlichste – und grundsätzlich wohl auch ausreichende – Massnahme zur Förderung dieser Substitution dar.

Allfällige weitere Massnahmen (Value to Wait)

Es gilt hier jedoch drei Ausnahmen zur berücksichtigen. Auf Grund langer Investitionszyklen stellen ggf. in den nächsten Jahren erforderliche Ersatzinvestitionen in Wasserstoffproduktionsanlagen einen ersten Sonderfall dar. Sofern hier Investitionen in Elektrolyseure noch nicht betriebswirtschaftlich sinnvoll sind, wären **Investitionsförderungen zur Vermeidung eines langfristigen Lock-ins fossiler Technologien** bereits jetzt schon sinnvoll. Den zweiten Sonderfall stellen Situationen dar, in denen CO₂-Preise sowie die steigenden Produktionskosten, resultierend aus den höheren Kosten grünen Wasserstoffs, zum Risiko einer Industrieabwanderung führen. Ob und in welchem Umfang dies für die Schweizer Wasserstoff-verbrauchende Industrie relevant ist, ist unklar – grundsätzlich dürfte Wasserstoff in den vor allem betroffenen Branchen (u.a. Petrochemie, Uhrenindustrie, Spezialchemie) jedoch nur einen geringen Anteil der Produktionskosten ausmachen. Nur sofern es absehbar zu unerwünschten Abwanderungen kommen würde, könnte hier mit Investitionsförderungen ebenfalls unterstützend eingegriffen werden. Den dritten Sonderfall stellen schliesslich Situationen dar, in denen der CO₂-Preis nachhaltig nicht ausreicht, einen Umstieg auf grünen Wasserstoff anzureizen. Auch hier kann dann über Investitionsförderungen ein zusätzlicher Anreiz geschaffen werden.

Kosten der Fördermassnahmen

Die stoffliche Nutzung ist bis 2030 voraussichtlich weitgehend ohne Förderung auf grünen Wasserstoff umstellbar.

Es zeigt sich, dass die Förderung von grünem Wasserstoff eine komplexe Aufgabe ist, welche in einer langen Reihe von Subsektoren nach intelligenten und auch über die Zeit weiter anzupassenden Lösungen verlangt.

Limitationen dieser Studie sowie weiterer Forschungsbedarf

Die Studie hat die folgenden Limitationen, entlang derer sie erweitert werden könnte:

- Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über Anwendungs- und Fördermöglichkeiten für Wasserstoff in der Schweiz, und schlägt ein Gesamtkonzept vor. Auch die Ausgestaltung der Förderungen in den jeweiligen Sektoren wird bis zu einem gewissen Detaillierungsgrad ausgearbeitet. Weitere Studien könnten eine noch detailliertere Ausgestaltung der Fördersysteme in den einzelnen Sektoren liefern, da eine solche Ausarbeitung für alle sechs Sektoren den Rahmen dieser Studie sprengen würde.
- Bei der Marktsimulation für Wasserstoff wurden die Grenzkosten (short run marginal costs, SRMC) der Produktionsanlagen angenommen, die tendenziell zu sehr niedrigen Erlösen der Elektrolyseure und damit zu höheren Kostenlücken für Elektrolyseure führen. Alternativ wurden auch Simulationen unter der Annahme von Vollkostenpreisen durchgeführt. Weitere Forschung könnte sich mit alternativen Marktdesigns für den Wasserstoffmarkt beschäftigen, um mögliche zukünftige Marktergebnisse noch besser zu verstehen.
- Die erwartete zukünftige Entwicklung von FCEV- und BEV-Lösungen in den Bereichen Schwerverkehr (LKW und Busse), sowie für leichte Lieferfahrzeuge könnte noch in grösserer Detailtiefe untersucht werden.
- Bei den Wärmeanwendungen (Syn-Methan und Wasserstoff in WKK), gibt es eine Reihe von technologischen Alternativen, welche nicht im Detail untersucht wurden. Zukünftige Fördersysteme im Wärmebereich müssen möglichst technologie-neutral sein.
- Prognosen für Gaspreise und andere Rohstoffkosten, sowie den technischen Fortschritt sind mit Unsicherheiten verbunden, weshalb sich eine regelmässige Aktualisierung der Förderstrategie empfiehlt.

Interaktionen mit der Infrastrukturentwicklung sollten noch näher untersucht werden. So wird sich ein Wasserstofftankstellennetz möglicherweise nur für Standorte an den Autobahnen rentieren, was dann Wasserstoff für leichte Nutzfahrzeuge unattraktiv machen würde.

2 Résumé

Conclusions intersectorielles

La présente étude développe un cadre de soutien pour promouvoir l'hydrogène vert en Suisse sur la base des scénarios de transformation du secteur énergétique suisse présentés dans les Perspectives énergétiques 2050+ (PE 2050+) (Prognos, TEP Energy & Infrass, 2021a).

Les six conclusions suivantes ont une portée intersectorielle :

- Tant la production que l'utilisation de l'hydrogène ne sont pas des fins en soi. En principe, l'hydrogène devrait être utilisé là où la décarbonation ne peut pas être réalisée plus facilement (c'est-à-dire à moindre coût) d'une autre manière.
- Dans d'autres pays (par exemple en Allemagne), l'**usage non énergétique** de l'hydrogène dans l'industrie des engrais, de l'acier et de la pétrochimie est considéré comme prioritaire. Étant donné que les industries ayant un usage non énergétique de l'hydrogène ont actuellement, et auront probablement à l'avenir, une importance secondaire en Suisse, la présente étude part du principe que le besoin d'hydrogène vert pour une utilisation non énergétique en Suisse – bien qu'existant - restera relativement faible. Un soutien direct de l'hydrogène vert pour l'usage non énergétique peut se limiter à des cas isolés, car avec les hypothèses retenues dans cette étude, les coûts de l'hydrogène vert seront concurrentiels avec ceux de l'hydrogène gris, prix du CO2 compris, dès 2030.
- **Transport routier** : jusqu'à présent, le domaine du transport lourd était considéré comme l'un des principaux domaines d'application de l'hydrogène, y compris dans les PE 2050+ sur lesquels se base la présente étude. Cependant, au vu des nouvelles estimations de coûts (voir le chapitre 7 du texte principal pour les calculs et les références), il semble actuellement tout à fait possible que, comme pour les véhicules légers, les solutions électriques à batterie soient plus avantageuses. Dans de nombreux cas, les voitures électriques à batterie sont déjà compétitives par rapport aux voitures à moteur à combustion (ce qui se traduit notamment par une augmentation constante des nouvelles immatriculations (AIE, 2022)). Bien que le PE 2050+ prévoie un rôle important pour les véhicules à hydrogène, une incitation dans ce sens n'est peut-être plus pertinente. Une évolution similaire pourrait se produire dans le domaine du transport lourd (bus, camions) et des véhicules de livraison légers, c'est pourquoi il n'est **pas urgent** d'introduire des systèmes de soutien pour les véhicules à hydrogène.
- Dans le secteur du **chauffage**, la biomasse, le biométhane, les pompes à chaleur (y compris les pompes à chaleur à haute température), les réseaux de chaleur combinés à la cogénération et la géothermie offrent de nombreuses alternatives qui devraient être utilisées de manière efficace et dans le cadre d'une stratégie de chauffage neutre sur le plan technologique. Avant de promouvoir l'hydrogène ou le syn-méthane dans le domaine du chauffage, il convient d'élaborer une stratégie de chauffage technologiquement neutre pour la Suisse, qui tienne compte de toutes les alternatives.
- Si le **développement des capacités éoliennes et solaires** en Suisse et dans les pays limitrophes se poursuit comme prévu, il y aura vraisemblablement des périodes où les prix de l'électricité seront bas et où la production d'hydrogène paraîtra utile. Il serait alors intéressant de stocker l'hydrogène de manière saisonnière, et de le transformer en électricité dans des installations de couplage chaleur-force (CCF) en hiver. Pour un tel scénario, il

manque cependant encore en Suisse les capacités éoliennes et solaires nécessaires, le stockage saisonnier de l'hydrogène et les centrales CCF. Une aide à l'investissement pour les électrolyseurs, qui pourrait prendre fin en 2030, semble toutefois pertinente tant que le marché de l'hydrogène présente encore une dynamique incertaine, et semble donc très risqué pour les investisseurs.

- Le secteur dans lequel l'utilisation d'hydrogène sous forme de kérosène synthétique semble actuellement encore indispensable pour une décarbonation complète est **l'aviation**. La possibilité de soutien la plus réalisable pour le kérosène synthétique (ou Sustainable Aviation Fuels – SAF, qui englobe également le kérosène biogène) est un **quota** croissant au fil du temps, qui devrait idéalement être introduit de manière coordonnée au niveau international afin d'éviter les stratégies d'évitement (risque de fuite de carbone).

La conclusion du PE 2050+, selon laquelle l'hydrogène vert, dont la disponibilité sera limitée à l'avenir, sera utilisé pour **l'usage non énergétique ainsi que pour le transport aérien et maritime**, mais seulement dans une mesure limitée pour le transport routier, et plutôt pas pour la fourniture de chaleur à basse température, est conforme à d'autres publications actuelles (Wietschel, et al., 2023) (Ueckerdt & Odenweller, 2023).

Dans le cadre d'une analyse des systèmes de soutien possibles pour les différents secteurs, les dimensions suivantes ont été considérées :

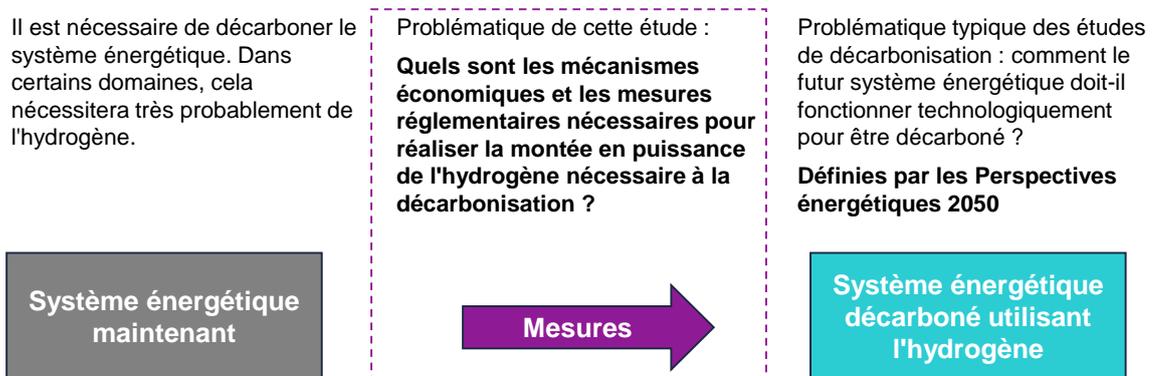
- **Risque de fuite de carbone** : dans des secteurs tels que le chauffage des bâtiments, il n'y a, par exemple, pas de risque de fuite de carbone en cas d'utilisation accrue de sources d'énergie plus chères ou d'une taxation plus élevée ; dans les applications industrielles à haute température, ou encore dans le domaine de l'aviation, ce risque peut être considérable.
- **Dilemme des besoins fondamentaux** : les cas d'application tels que la mobilité et le chauffage sont plutôt sensibles du point de vue de la politique de distribution, de sorte qu'une attention particulière est accordée à l'évolution des prix dans ces cas. D'autres applications, comme l'aviation, peuvent être moins sensibles (bien qu'il ne s'agisse pas d'un arbitrage économique, mais politique).
- **Les alternatives technologiques** : Ici, le spectre s'étend de l'aviation, où il n'existe pas (encore) d'alternatives pertinentes et décarbonées à l'utilisation de kérosène synthétique, au chauffage à basse température, où le méthane synthétique est l'une des nombreuses possibilités de décarbonation.
- **L'essor du marché** : Alors que les dérivés de l'hydrogène, à l'exception du méthane synthétique, ne sont demandés que dans un seul scénario des Perspectives Énergétiques 2050+ et seulement après 2040, la demande d'hydrogène vert existe dès 2030. L'usage non énergétique de l'hydrogène existe déjà aujourd'hui, et il est peu probable qu'il se développe en Suisse. Tous les cas d'application ne sont pas prévus dans tous les scénarios des perspectives énergétiques 2050+.
- **Écart de coût** : Alors que l'hydrogène vert atteint dès 2030 une quasi-parité de coûts avec l'hydrogène gris (alourdi par les coûts du CO₂), le kérosène synthétique, par exemple, restera vraisemblablement encore nettement plus cher que le kérosène fossile en 2050.
 - Le calcul de l'écart de coût pour les cas d'application directe de l'hydrogène vert s'effectue sur la base du modèle FlexECO développé par l'ETH de Zurich.
 - Le calcul des écarts de coûts pour les cas d'application des dérivés de l'hydrogène se base sur les résultats et les hypothèses des perspectives énergétiques 2050+ (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021a).

Au cours de l'élaboration de cette étude, des incertitudes sont apparues dans certains secteurs quant à l'évolution des besoins en hydrogène vert (ou de ses dérivés) supposée dans les Perspectives Energétiques 2050+. Entre-temps, l'état de la recherche a partiellement évolué. Pour les applications véhicules à hydrogène (FCEV), syn-fuels dans le transport routier, ainsi que syn-méthane dans l'approvisionnement en chaleur, les Perspectives Energétiques prévoient une montée en puissance significative. La présente étude conclut qu'il ne faut pas « encourager » directement ces applications. Le cas échéant, du point de vue des coûts, il n'est même plus nécessaire de promouvoir certaines applications (comme dans le cas des véhicules légers, où les véhicules à batterie sont plus avantageux que les véhicules à hydrogène, mais aussi que les alternatives conventionnelles). Dans d'autres applications, des systèmes de soutien plus larges et technologiquement neutres devraient être mis en place (comme, par exemple, dans l'approvisionnement en chaleur, où les aides ne devraient pas se concentrer sur le syn-méthane, mais sur la technologie la plus avantageuse pour chaque cas).

Procédure

La présente étude développe un cadre de soutien pour la promotion de l'hydrogène vert en Suisse. Le cadre comprend des mécanismes permettant de mettre en œuvre l'utilisation de l'hydrogène vert et de ses dérivés (vecteurs énergétiques synthétiques), nécessaire à la décarbonation du système énergétique suisse, conformément aux perspectives énergétiques 2050+ (PE 2050+). Des cas d'utilisation de l'hydrogène vert ont été élaborés dans le cadre des PE 2050+ et constituent la base de cette étude. En outre, cette étude pose la question des mesures nécessaires pour réaliser cette montée en puissance de l'hydrogène.

Problématique de la présente étude



Les deux scénarios des PE 2050+ utilisés pour la présente étude ("Zero Basis", "Zero B") prévoient l'utilisation de ces sources d'énergie décarbonisées dans de multiples cas d'application et avec différentes échelles quantitatives.

La présente étude distingue les six secteurs suivants nécessitant un soutien potentiel :

1. production d'hydrogène vert ;
2. usage non énergétique de l'hydrogène vert dans l'industrie suisse ;
3. utilisation de l'hydrogène vert et de ses dérivés (syn-essence et syn-diesel) dans le transport routier ;
4. utilisation du kérosène synthétique dans l'aviation ;
5. utilisation du méthane synthétique dans la production de chaleur (chaleur à basse et haute température) ;

6. utilisation de l'hydrogène vert dans les centrales de cogénération.

Le graphique ci-dessous montre les cas d'utilisation de l'hydrogène vert et de ses dérivés qui ont été étudiés, ainsi que leur répartition entre les secteurs.

Cas d'utilisation et leur regroupement par secteur

Cas d'utilisation	Vecteur d'énergie à base d'hydrogène	Marchés	
		Production	Demande
1. Véhicules lourds	a) Syn-Diesel b) Hydrogène	<p>Secteur 1 : production d'hydrogène en Suisse</p> <p>Pour l'utilisation dans le transport routier ou dans les installations de cogénération et pour l'utilisation non énergétique de l'hydrogène dans l'industrie</p>	<p>Secteur 2 : Utilisation de l'hydrogène et de ses dérivés dans le transport routier</p> <p>Secteur 3 : kérosène synthétique dans l'aviation</p> <p>Secteur 4 : Méthane synthétique Production de chaleur</p> <p>Secteur 5 : Installations de cogénération</p> <p>Secteur 6 : Utilisation non énergétique</p>
2. Véhicules utilitaires légers	a) Syn-Diesel b) Hydrogène		
3. Transport individuel (voiture)	a) Syn-Diesel b) Syn-essence c) Hydrogène		
4. Bus	a) Syn-Diesel b) Hydrogène		
5. Aviation	Syn-Kérosène		
6. Chauffage et eau chaude	Syn-Méthane		
7. Chaleur à haute température	Syn-Méthane		
8. Couplage chaleur-force	Hydrogène		
9. Utilisation non énergétique	Hydrogène		

En principe, de multiples mesures de soutien sont envisageables pour favoriser la montée en puissance de l'économie de l'hydrogène dans les différents secteurs :

- **Soutien de l'offre**, comme les aides à l'investissement ou subventions pour les frais d'exploitation pour la production d'hydrogène, qui soutiennent la production d'hydrogène ou la rendent moins chère.
- **Soutien de la demande**, comme les aides à l'investissement ou aux frais d'exploitation pour les installations consommant de l'hydrogène, les quotas pour les sources d'énergie renouvelables ou les interdictions pour les sources d'énergie fossiles. De plus, les taxes et les prix du CO2 augmentent la demande d'hydrogène en pénalisant la consommation finale des combustibles fossiles et en favorisant les sources d'énergie renouvelables.
- **Mécanismes de soutien hybrides (ou combinés)**, tels que les systèmes de certificats pour les sources d'énergie renouvelables ou les doubles enchères pour les contrats d'approvisionnement.⁸

Afin d'identifier les mesures ciblées, les mesures pouvant en principe être appliquées dans un secteur sont soumises à une évaluation selon trois dimensions :

- Les **critères microéconomiques** analysent si les mesures sont efficaces et si elles utilisent les mécanismes du marché plutôt que d'aller à leur rencontre ;
- Les **critères de politique économique** examinent la conformité des mesures avec les exigences et les objectifs communiqués (p. ex. éviter la délocalisation de l'industrie) ;

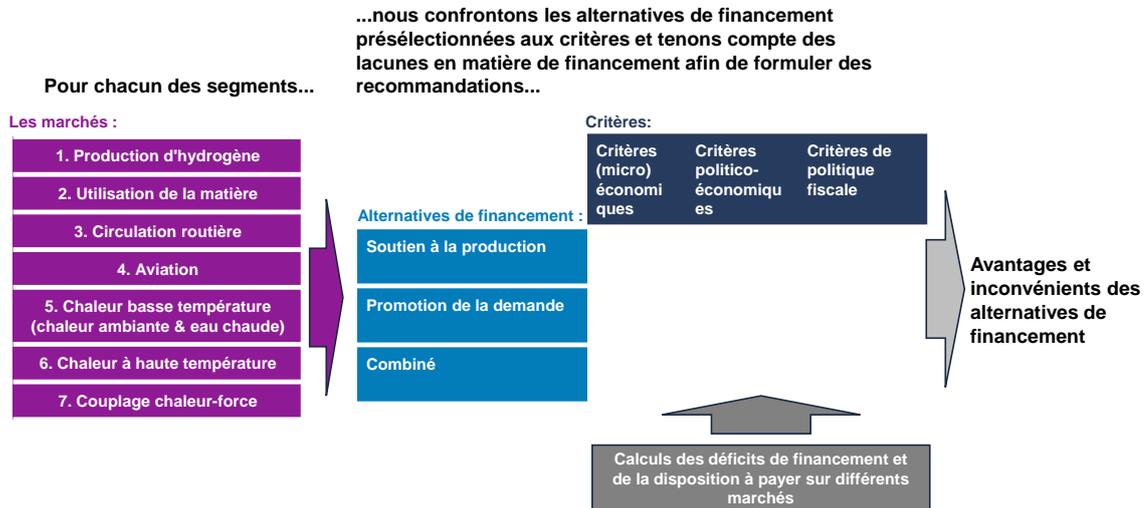
8

Les doubles enchères pour les contrats d'approvisionnement sont des enchères bilatérales qui comblent l'écart de coût entre le prix de l'offre et la disposition à payer. Lors des enchères, tant l'offre que la demande proposent leur prix d'offre ou leur disposition à payer. La différence est ensuite compensée par le promoteur (l'État). Le promoteur détermine la quantité à promouvoir de cette manière, par exemple en tenant compte des quantités nécessaires pour atteindre les objectifs de décarbonation.

- Les **critères de politique fiscale** évaluent l'impact des mesures sur le cadre budgétaire et administratif d'un Etat.

Le graphique ci-dessous illustre l'examen des différentes alternatives de soutien sur la base de ces critères. Cette évaluation est effectuée pour chaque secteur.

Analyse des alternatives de soutien sur la base de critères, pour les différents secteurs



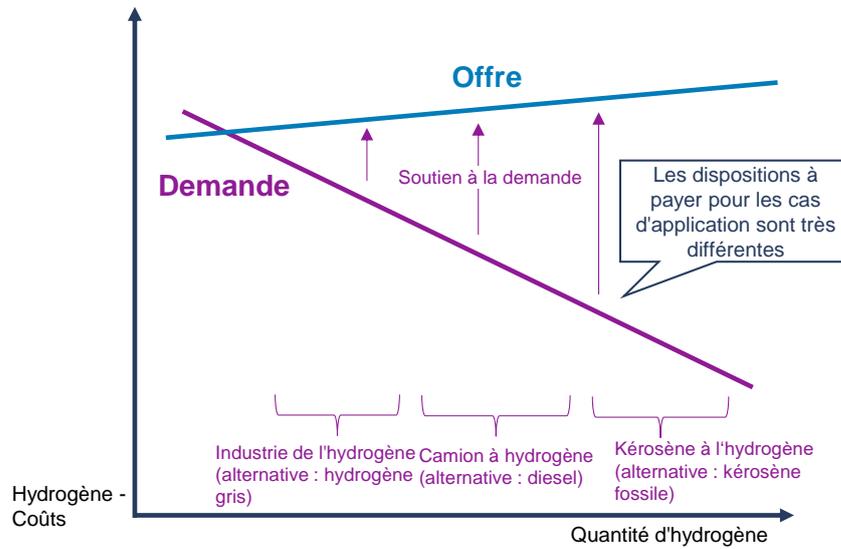
Pour tenir compte de l'incertitude identifiée dans les différents secteurs, l'étude classe les mesures recommandées dans les cadres de soutien sectoriels en trois catégories :

- Utile dès maintenant ("No Regret") :** Mesures qui seront très probablement utiles en raison des faibles incertitudes concernant les besoins en hydrogène, la technologie et les besoins de soutien.
- Annonce utile ("Forward Guidance") :** Mesures pour lesquelles il existe une incertitude quant à la conception détaillée et à la temporalité, mais qui seront très probablement utiles et pour lesquelles des mesures préparatoires, telles que des signaux au marché, semblent recommandées.
- Attendre est judicieux ("Value to Wait") :** Mesures pour lesquelles il est judicieux d'attendre (y compris en ce qui concerne les annonces) en raison des incertitudes élevées concernant les besoins en hydrogène, la technologie et les besoins de soutien.

En règle générale, les applications de l'hydrogène devraient être encouragées en priorité par des mesures axées sur la demande. Le graphique ci-dessous illustre pourquoi. L'utilisation de mesures de soutien axées sur la demande permet d'adapter le soutien à l'écart de subvention (coûts de l'utilisation de l'hydrogène moins la disposition à payer - c'est-à-dire la différence de coûts entre les alternatives fossiles et à base d'hydrogène à combler par des mesures de soutien) des différents cas d'application. Cela réduit les coûts de soutien ainsi que le risque de surcompensation.

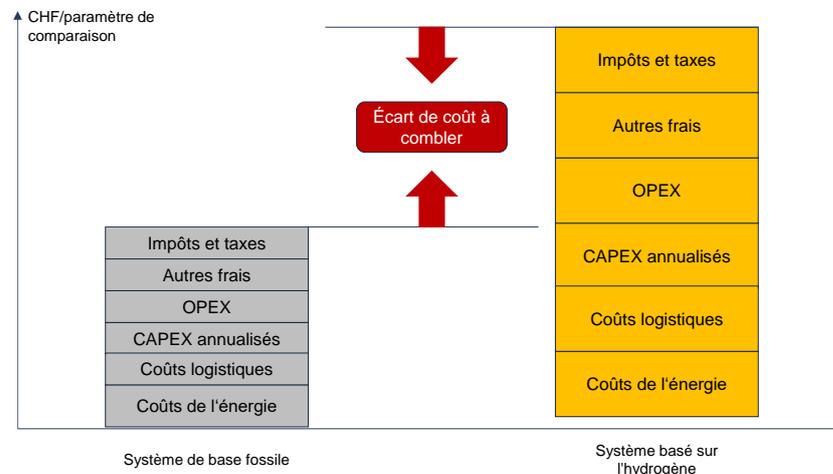
L'avantage de se concentrer sur des mesures incitatives du côté de la demande est encore plus évident si l'on considère l'alternative. Si l'on encourageait la production d'hydrogène jusqu'à ce que le prix du marché de l'hydrogène soit si bas que tous les cas d'application souhaités soient économiquement viables, les domaines où l'écart de coût est relativement faible seraient fortement surcompensés.

Avantage du soutien de la demande pour les applications de l'hydrogène



L'analyse des différents mécanismes de soutien possibles repose en outre sur des analyses quantitatives approfondies des lacunes en matière de financement. Le graphique ci-dessous illustre la manière dont ce déficit de soutien a été calculé en tenant compte des coûts des sources d'énergie, des coûts logistiques, des taxes, etc.

Représentation schématique du calcul de l'écart des coûts complets



Sur la base de l'analyse sectorielle, de l'évaluation des mesures possibles par rapport aux critères définis et de la catégorisation des mesures en fonction des incertitudes dans les applications, l'étude en déduit des cadres d'incitation spécifiques au secteur. Le tableau ci-dessous en donne un aperçu synthétique.

Tableau 1 : Résumé de la feuille de route de soutien par secteur

	Mesures et leur classification			Estimation approximative du coûts des mesures incitatives (valeurs arrondies)
	Déjà utile dès maintenant ("No Regret") Horizon : dans les 2 prochaines années environ	Annonce utile ("Forward Guidance") Horizon : 2 à 5 ans	Attendre est utile ("Value to Wait") Horizon : 2 à 30 ans	
Production d'hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tarifs de réseau flexibles ▪ Certificats/preuves d'origine comme base pour les mesures incitatives du côté de la demande ▪ Aide à l'investissement pour les projets pilotes en phase initiale 	aucun	Poursuite du soutien si un marché de l'hydrogène basé purement sur le coût marginal se met en place	<p>Avant 2030, des mesures de soutien pour les électrolyseurs semble judicieuses. En fonction de l'émergence d'un marché à coût complet pour l'hydrogène, l'écart de coûts (et donc le besoin de soutien financier) par rapport à l'hydrogène gris, qui n'est que partiellement plus avantageux selon les prévisions, s'élève à :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2030 : 0-20 millions CHF/a ▪ 2040 : 0-50 millions de CHF/a ▪ 2050 : 0-30 millions CHF/a.
Utilisation non énergétique de l'hydrogène vert	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (poursuite) Prix du CO2 ▪ Encourager les investissements pour éviter le lock-in 	Prix du CO2 en hausse au fil du temps	Aide à l'investissement pour les cas particuliers	Soutiens individuels en fonction de la situation, mais parité des coûts entre l'hydrogène vert et l'hydrogène gris attendue à partir de 2030.

Tableau 1 : Résumé de la feuille de route de soutien par secteur

	Mesures et leur classification			Estimation approximative du coûts des mesures incitatives (valeurs arrondies)
	Déjà utile dès maintenant ("No Regret") Horizon : dans les 2 prochaines années environ	Annonce utile ("Forward Guidance") Horizon : 2 à 5 ans	Attendre est utile ("Value to Wait") Horizon : 2 à 30 ans	
L'hydrogène dans le transport routier	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation des taxes sur les carburants fossiles 	—	<ul style="list-style-type: none"> Quotas pour les carburants de synthèse (poursuite) Allègement fiscal ou allègement fiscal relatif pour l'hydrogène par rapport aux véhicules à carburant fossile Subventions à l'investissement pour les véhicules à hydrogène et les véhicules à batterie, le cas échéant. 	<p>En raison des quantités considérables et de la grande différence de coûts, l'écart de coûts des carburants synthétiques (qui serait éventuellement répercuté directement sur les consommateurs par le biais d'un quota) serait considérable. L'usage de carburants synthétiques n'est pas compétitif en termes de coûts dans aucune application de transport routier jusqu'en 2050, une incitation n'est donc pas souhaitable.</p> <p>Un éventuel programme de promotion des FCEV et/ou des BEV dans le domaine des camions, des véhicules utilitaires légers ou des bus devrait être technologiquement neutre entre les deux technologies et veiller à ce que la technologie la plus avantageuse s'impose. Sur la base de la comparaison entre les FCEV et les alternatives fossiles, les écarts de coûts suivants ont été calculés :</p> <ul style="list-style-type: none"> 2030 : 20-50 millions CHF/a 2040 : 10-30 millions CHF/a 2050 : 30-50 millions CHF/a

Tableau 1 : Résumé de la feuille de route de soutien par secteur

	Mesures et leur classification			Estimation approximative du coûts des mesures incitatives (valeurs arrondies)
	Déjà utile dès maintenant ("No Regret") Horizon : dans les 2 prochaines années environ	Annonce utile ("Forward Guidance") Horizon : 2 à 5 ans	Attendre est utile ("Value to Wait") Horizon : 2 à 30 ans	
Syn-Kérosène dans l'aviation	<ul style="list-style-type: none"> Quota de syn-kérosène, basé sur le quota des pays voisins 	Augmentation du taux de syn-kérosène au fil du temps	aucun	<p>Les volumes considérables et l'écart de coûts important conduisent à des coûts de mesures incitatives considérables.</p> <p>Charge supplémentaire pour les passagers aériens en cas de répercussion des coûts supplémentaires du quota de syn-kérosène en pleine expansion (quota de 100%) jusqu'à 5.000 millions de CHF/an</p>

Tableau 1 : Résumé de la feuille de route de soutien par secteur

	Mesures et leur classification			Estimation approximative du coûts des mesures incitatives (valeurs arrondies)
	Déjà utile dès maintenant ("No Regret") Horizon : dans les 2 prochaines années environ	Annonce utile ("Forward Guidance") Horizon : 2 à 5 ans	Attendre est utile ("Value to Wait") Horizon : 2 à 30 ans	
Syn-Methan - chauffage basse température	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (poursuite) Prix du CO2 ou taxe CO2 sur le gaz naturel ▪ Système de certificats pour le syn-méthane 	Prix du CO2 en hausse au fil du temps	Subvention de fonctionnement en fonction de la situation	<p>L'écart de production entre le gaz naturel et le syn-méthane - qui ne peut pas nécessairement être comblé en raison d'alternatives technologiques - est de :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2030 : 0-250 millions de CHF/a ▪ 2040 : 0-1.250 millions de CHF/a ▪ 2050 : 0-3.400 millions de CHF/a. <p>Les coûts d'un système d'incitation technologiquement neutre pour la chaleur décarbonée n'ont pas été quantifiés, car seul le Syn-méthane a été comparé au méthane.</p> <p>Si l'on suit la recommandation faite ici, les coûts d'incitation à l'utilisation de syn-méthane seront limités, car les consommateurs se tourneront vers différentes alternatives, plus avantageuses.</p>
Syn-Methan - chauffage haute température	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prix du CO2 & certificats analogue à la chaleur BT ▪ Aide à l'investissement ou aux coûts d'exploitation neutre du point de vue technologique pour éviter le lock-in 	Prix du CO2 en hausse au fil du temps	Doublets enchères pour les contrats d'approvisionnement en syn-méthane	<i>Non quantifié</i>

Tableau 1 : Résumé de la feuille de route de soutien par secteur

	Mesures et leur classification			Estimation approximative du coûts des mesures incitatives (valeurs arrondies)
	Déjà utile dès maintenant ("No Regret") Horizon : dans les 2 prochaines années environ	Annonce utile ("Forward Guidance") Horizon : 2 à 5 ans	Attendre est utile ("Value to Wait") Horizon : 2 à 30 ans	
L'hydrogène dans les installations de cogénération	<ul style="list-style-type: none"> Taxes CO2 ou taxe CO2 sur le gaz naturel 	aucun	<ul style="list-style-type: none"> Le cas échéant, incitation technologiquement neutre à l'utilisation d'installations de cogénération Coordination du système d'incitation de CCF avec le marché des capacités (si un tel système est introduit) 	<i>Non quantifié</i>

Quelle: Compass Lexecon Analyse

Production d'hydrogène

Introduction et alternatives technologiques

Pour la production d'hydrogène vert en Suisse, l'électricité renouvelable est utilisée par les électrolyseurs, en particulier aux heures où les prix de l'électricité sont bas. Les coûts de l'électricité utilisée (y compris les coûts de réseau, les taxes et les redevances) représentent environ 70% des coûts complets de production de l'hydrogène vert.

Écart de coûts

Grâce à des aides appropriées à la demande, la disposition à payer pour l'hydrogène devrait en fait être suffisamment élevée pour couvrir les coûts de production. C'est justement dans la phase initiale de la montée en puissance de l'hydrogène (jusqu'en 2035 environ) qu'il faut s'attendre à ce que des contrats de livraison à long terme avec des prix de revient complets s'établissent sur le marché de l'hydrogène, sur lesquels les producteurs imposent des prix qui comprennent proportionnellement les coûts fixes des électrolyseurs.

Un soutien de la production d'hydrogène n'est donc en principe pas absolument nécessaire si un "marché à coûts complets" se met en place. Il y a toutefois deux exceptions à cette approche, à savoir la période avant 2030 (où la dynamique du marché est encore très incertaine et où les investisseurs sont donc éventuellement désorientés) et le cas où il ne se forme pas de "marché à coût complet", mais un "marché à coût marginal" pour l'hydrogène.

Procédure recommandée (No-Regret)

Avant 2030, il est recommandé de soutenir les investissements dans des projets pilotes jusqu'à ce que la parité des coûts avec l'hydrogène gris soit atteinte et tant que la dynamique du marché semble encore incertaine pour les investisseurs. Ce sera probablement le cas vers 2030.

La part élevée des coûts de l'électricité et la taille et la flexibilité attendues des électrolyseurs en tant que consommateurs d'électricité ouvrent une situation gagnant-gagnant pour le système électrique et l'exploitant d'un électrolyseur. Dans tous les cas, des tarifs de réseau flexibles sont donc recommandés, car ils permettent aux gestionnaires de réseau de signaler à l'exploitant de l'électrolyseur que l'utilisation de l'électrolyseur est (ou n'est pas) utile au réseau.

Dans tous les cas, il est également recommandé d'introduire des garanties d'origine, car celles-ci constituent la base du soutien du côté de la demande (voulant seulement promouvoir l'hydrogène vert ou du moins neutre en CO₂) et car c'est ainsi qu'il est possible d'utiliser une disposition à payer plus élevée, le cas échéant, pour l'hydrogène vert du côté des consommateurs. Une introduction coordonnée avec l'UE serait avantageuse dans le contexte des importations et exportations prévisibles d'hydrogène, de sorte que les garanties d'origine suisses soient également compatibles avec l'UE (ce qui n'est pas encore le cas actuellement).

Autres mesures éventuelles (Value to Wait)

Si un pur "marché des coûts marginaux" devait se développer pour l'hydrogène, à l'instar du marché actuel de l'électricité, il faudrait théoriquement promouvoir le coût du capital des électrolyseurs jusqu'en 2050 et au-delà. Dans tous les cas, l'introduction de garanties d'origine est déjà judicieuse aujourd'hui.

Coûts des mesures d'encouragement

Selon le scénario, les coûts de soutien se situent entre 0 et 17 millions de CHF en 2030, entre 0 et 50 millions de CHF en 2040 et entre 0 et 32 millions de CHF en 2050.

Transport routier

Introduction et alternatives technologiques

Deux options technologiques basées sur l'hydrogène vert sont disponibles pour le transport routier. D'une part, l'utilisation directe de l'hydrogène vert dans les véhicules à pile à combustible (FCEV - Fuel Cell Electric Vehicles) et, d'autre part, l'utilisation de carburants liquides synthétiques à base d'hydrogène vert (syn-essence et syn-diesel). Ces derniers sont des "carburants de substitution" (en anglais "drop-in fuels") qui peuvent être utilisés directement dans les voitures conventionnelles équipées d'un moteur à combustion. Les véhicules électriques purs (BEV - Battery Electric Vehicles) sont également une option.

Écart de coûts

Pour les camions, les véhicules de livraison légers et les bus, l'analyse des écarts de coûts a montré que tant les FCEV que les BEV ne sont pas trop éloignés, en termes de coûts, des technologies alternatives fossiles à partir de 2030. L'écart de coût entre l'utilisation de l'hydrogène et du diesel pour les véhicules lourds, les véhicules de livraison et les bus est prévisible et de l'ordre de grandeur des taxes et redevances perçues. Il existe encore des incertitudes quant à l'évolution relative des coûts des alternatives FCEV et BEV, bien que les études actuelles semblent plutôt indiquer des avantages futurs en termes de coûts pour les BEV.

Pour les particuliers, les véhicules électriques à batterie constituent d'ores et déjà une alternative technologique qui, du point de vue du client final, est plus avantageuse que les véhicules à essence ou diesel - mais aussi que les véhicules à pile à combustible.

Il est prévisible que l'utilisation de carburants synthétiques ne sera pas compétitive en termes de coûts dans aucun secteur routier d'ici 2050 par rapport aux carburants fossiles, aux FCEV ou aux BEV.

Mesures recommandées (No-Regret)

Les augmentations de taxes sur les carburants fossiles semblent souhaitables, car elles sont neutres sur le plan technologique par rapport aux alternatives, génèrent des recettes et ont des effets intéressants.

En ce qui concerne les véhicules légers, un avantage financier se dessine actuellement pour les BEV en termes de coûts pour le consommateur final, de sorte que les subventions pour les voitures à hydrogène ne semblent pas souhaitables.

Autres mesures éventuelles (Value to Wait)

En fonction de l'évolution des écarts de coûts entre les FCEV vs. les carburants fossiles et entre les BEV vs. les carburants fossiles pour les camions, les véhicules de livraison légers et les bus, des combinaisons ciblées d'allègements fiscaux (relatifs) (par rapport aux carburants fossiles) et d'aides à l'investissement peuvent combler ces écarts de coûts.

Tant que la course technologique entre FCEV et BEV dans le domaine du transport lourd n'est pas encore décidée, les aides devraient être conçues de manière aussi neutre que possible sur le plan technologique, afin de ne pas favoriser ou défavoriser injustement l'une ou l'autre technologie. Il

faudrait en tout cas éviter de promouvoir une technologie décarbonée contre une autre technologie décarbonée, ce qui entraînerait des distorsions.

Si, à l'avenir, le reste du parc de véhicules (actuel et ancien) à moteur à combustion interne doit également être décarboné (par exemple parce que l'on risque de ne pas atteindre les objectifs de décarbonation), des quotas peuvent être introduits pour les syn-fuels. La décarbonation se fait alors en partie grâce à la pression sur les coûts exercée par les carburants de synthèse chers vers des technologies décarbonées. Avant d'introduire un quota, il convient de vérifier si la disponibilité du syn-kérosène est suffisante.

Coûts des mesures incitatives

La mesure sans regret consistant à introduire des taxes plus élevées sur les carburants fossiles n'entraînerait pas de coûts supplémentaires, voire même, le cas échéant, des recettes supplémentaires.

Un éventuel programme de promotion des FCEV et/ou des BEV dans le domaine des camions, des véhicules utilitaires légers ou des bus, coûterait 20-50 millions de CHF/a en 2030, 10-30 millions de CHF/a en 2040, et 30-50 millions de CHF/a en 2050.

En supposant les prix et les quantités indiqués dans les PE 2050+, ainsi que les résultats de simulation de FlexECO, un déficit de promotion pour les carburants Syn s'élèverait jusqu'à CHF 3 milliards par an. En cas d'introduction d'un quota pour les syn-fuels, ce montant serait supporté par les propriétaires de véhicules.

Aviation

Introduction et alternatives technologiques

Dans le domaine de l'aviation, l'utilisation du syn-kérosène dans les avions à turbine "normaux" constitue, selon toute vraisemblance, la seule option technologique décarbonée suffisamment éprouvée pour les vols moyen et long-courriers, même si, en perspective, l'hydrogène pur ou même un fonctionnement par batterie pourraient théoriquement constituer des alternatives. Le syn-kérosène est ici un "carburant d'échange". Il peut être transporté et utilisé dans les mêmes installations que le kérosène fossile et y être mélangé.

En Suisse, on discute actuellement d'un Sustainable Aviation Fuel Quote (quota SAF) qui, outre le kérosène synthétique, prendrait également en compte le kérosène biogène. Comme le quota peut être rempli par différentes alternatives techniques, il en résulte une neutralité technologique en ce qui concerne le choix du SAF.

Écart de coûts

Le kérosène de synthèse reste encore nettement plus cher que le kérosène fossile en 2050. En combinaison avec les quantités considérables de kérosène à remplacer, l'écart de coût est le plus important dans le domaine du transport aérien.

Procédure recommandée (No-Regret)

Comme la production de syn-kérosène est, selon les estimations (Prognos, TEP Energy & Infras, 2021b), entièrement réalisée à l'étranger, il n'est possible d'encourager le passage au kérosène que du côté de la demande.

Dans ce contexte, les quotas de syn-kérosène (ou quotas SAF) sont le moyen de choix pour encourager son utilisation. Cette mesure n'entraîne aucun coût pour le budget de l'État. Afin de garantir que les charges supplémentaires qui en résultent pour les passagers aériens n'entraînent pas d'effets de fuite de carbone vers les aéroports des pays voisins, il est recommandé d'aligner

les quotas de syn-kérosène sur ceux de ces pays voisins et de les augmenter au fil du temps. Une trajectoire claire pour cette augmentation des quotas donne en outre des signaux clairs pour la montée en puissance nécessaire du marché du syn-kérosène et permet de planifier à long terme les investissements nécessaires dans la production et la logistique, ainsi que de jeter les bases d'un approvisionnement à long terme en syn-kérosène.

L'extension à un quota SAF permettra peut-être de réduire les coûts.

Autres mesures éventuelles (Value to Wait)

Il est en principe possible d'introduire une taxe sur le kérosène fossile, mais celle-ci ne pourrait pas être fixée de manière réaliste à un niveau qui entraînerait effectivement un passage au syn-kérosène. Elle ne serait donc pas vraiment une mesure de promotion du kérosène synthétique.

Coûts des mesures incitatives

Du point de vue des coûts, un quota (de 100%) pour le syn-kérosène coûterait 5 milliards de CHF supplémentaires par an au secteur de l'aviation en 2050, dans la mesure où il n'y a pas d'autre dégression des coûts - au-delà de l'évolution supposée du prix du syn-kérosène.

Le méthane synthétique dans la chaleur à haute et basse température

Introduction et alternatives technologiques

Dans le secteur du chauffage, il convient de distinguer deux cas d'application du syn-méthane. Le premier - la chaleur à basse température - concerne principalement le chauffage des locaux et l'eau chaude. Le second - la chaleur à haute température - est surtout nécessaire dans les processus industriels. Dans le scénario Zéro B des perspectives énergétiques 2050+, le syn-méthane est largement utilisé pour la chaleur à haute et basse température. Dans les deux cas d'application, il existe de nombreuses alternatives techniques à l'utilisation du syn-méthane. Par exemple, la biomasse, le biométhane, les pompes à chaleur, la géothermie et les réseaux de chaleur pour le chauffage des locaux, ainsi que l'utilisation directe de l'électricité, des pompes à chaleur haute température, de l'hydrogène et, le cas échéant, du biométhane pour le chauffage à haute température. Il existe donc une incertitude tant sur le principe de l'utilisation du syn-méthane que sur l'étendue concrète de son utilisation.

Écart de coûts

Le syn-méthane restera nettement plus cher que le gaz naturel, plus le prix du CO₂, jusqu'après 2050.

Procédure recommandée (No-Regret)

Tant pour la chaleur à basse température que pour la chaleur à haute température (en tenant compte du fait que les risques de fuite de carbone doivent être évités), il est recommandé de se concentrer sur le prix du CO₂ et les taxes. Dans les deux cas, le prix du CO₂ exerce une pression de décarbonation qui doit être maintenue, même si elle ne conduit pas nécessairement à l'utilisation du syn-méthane. Les clients finaux choisissent alors l'alternative sans CO₂ qui leur convient (notamment la plus avantageuse pour leur cas).

En outre, des aides devraient être disponibles dans le segment de la chaleur à haute température pour des cas spécifiques et technologiques particuliers, afin d'éviter un verrouillage des investissements "fossiles".

Pour que le prix du CO₂ stimule le syn-méthane, deux mesures d'accompagnement sont nécessaires. D'une part, l'introduction de garanties d'origine pour le syn-méthane (afin de le différencier du méthane d'origine fossile chimiquement identique).

Dans le domaine des applications à haute température, des aides supplémentaires - en plus du prix du CO₂ - ne semblent aujourd'hui importantes que pour un cas particulier : dans la mesure où des réinvestissements dans des installations de production de chaleur à haute température seront nécessaires dans les prochaines années, mais qu'aucune décision ne sera prise en faveur d'une alternative décarbonée du point de vue de l'économie d'entreprise. Dans de tels cas, il pourrait en résulter un verrouillage à long terme des technologies fossiles. Ceux-ci devraient être évités grâce à des subventions d'investissement ou de fonctionnement neutres sur le plan technologique pour les technologies décarbonisées. Les subventions d'exploitation peuvent être conçues sous la forme de CCfD ("Carbon Contracts for Differences" - contrats de différence, qui rendent effectivement effectif un prix du carbone plus élevé que le prix actuel), ce qui permet d'économiser des fonds.

Autres mesures éventuelles (Value to Wait)

Des aides supplémentaires pour le syn-méthane dans le domaine de la chaleur à basse température ne seraient utiles que si, au fil du temps, des situations se dessinent pour la chaleur à basse température dans lesquelles le syn-méthane (a) est l'alternative la moins chère disponible pour la décarbonation de la chaleur et (b) n'est pas mis en œuvre en raison de son coût élevé. Cela ne se produira que dans des cas exceptionnels. Comme les technologies d'utilisation du méthane fossile et du syn-méthane sont identiques, seules les aides qui réduisent les coûts des combustibles pour les utilisateurs finaux semblent pertinentes dans ces cas particuliers. Il en va de même pour la chaleur à haute température.

Ainsi, dans la mesure où des situations futures se dessinent dans le domaine de la chaleur à haute température avec le syn-méthane comme option de décarbonation la moins chère, mais qui n'a pourtant pas été retenue, il est possible de subventionner les coûts des combustibles par le biais de doubles enchères. La différence entre le prix du syn-méthane et la disposition à payer des consommateurs finaux est alors compensée par des subventions dans le cadre de contrats de livraison à long terme.

Coûts des mesures incitatives

Si l'on suit la recommandation donnée ici, les coûts de la promotion du syn-méthane dans des cas isolés (par le biais de CCfD ou de doubles enchères) sont limités, car les consommateurs se tournent vers différentes alternatives, chacune avantageuse. L'utilisation à grande échelle du syn-méthane proposée dans le scénario Zéro B des Perspectives énergétiques impliquerait un besoin de promotion d'environ 250 millions de CHF en 2030 et de près de 3400 millions de CHF en 2050.

L'hydrogène vert dans les installations de cogénération

Introduction et alternatives technologiques

L'utilisation d'installations de cogénération à l'hydrogène basées sur des piles à combustible semble être une option attrayante pour un système énergétique suisse entièrement décarbonisé. Les pics de consommation d'électricité en hiver pourraient être couverts par la transformation en électricité de l'hydrogène produit en été. Parallèlement, les rejets thermiques pourraient être stockés dans des réseaux de chaleur et, en outre, les capacités installées de CCF contribuent à l'adéquation des capacités de production.

Les alternatives technologiques disponibles sont les CCF à la biomasse ou au biogaz, les CCF géothermiques ou les grandes pompes à chaleur.

Procédure recommandée et autres mesures (No-Regret et Value to Wait)

Avant d'envisager la promotion de l'hydrogène vert dans les installations de CCF, il faudrait a) déterminer s'il est vraiment nécessaire de promouvoir les CCF sans CO₂ et b) comment promouvoir

les CCF verts de manière technologiquement neutre (par ex. en renchérissant les combustibles fossiles). Il n'est donc pas nécessaire de quantifier les écarts de coûts.

Le besoin fondamental en installations de CCF à l'hydrogène est donc soumis à des incertitudes. Cela se reflète également dans les différents scénarios de l'EP 2050+ (Prognos, TEP Energy & Infras, 2021d).

La poursuite de la tarification du CO₂ conduit à des incitations technologiquement neutres pour la décarbonation de la production suisse d'électricité et de chaleur. En fin de compte, les CCF à l'hydrogène sont ainsi mis en concurrence avec des technologies alternatives décarbonisées. En raison des incertitudes concernant l'utilisation des CCF à l'hydrogène, des mesures d'encouragement spécifiques à cette technologie ne semblent pas appropriées pour le moment. Dès que l'on saura quelles sont les capacités de CCF nécessaires dans le futur système énergétique suisse, d'une part, et qui ne seront pas construites sans encouragement, d'autre part, il faudrait développer un encouragement technologiquement neutre pour les installations de CCF.

Si des capacités supplémentaires, garanties et disponibles, sont nécessaires dans le système électrique suisse et ne sont pas construites sans autre forme de soutien, une coordination devrait être établie entre les mécanismes de capacité à mettre en place, le cas échéant, et un régime de soutien au CCF. Comme il n'est pas judicieux de promouvoir directement le CCF à l'hydrogène, aucune quantification des coûts des mesures de promotion n'a été effectuée.

Utilisation non énergétique de l'hydrogène

Introduction et alternatives technologiques

En comparaison avec les pays disposant d'une industrie sidérurgique ou pétrochimique plus importante, l'usage non énergétique de l'hydrogène joue un rôle relativement mineur en Suisse.

Dans le domaine de l'usage non énergétique de l'hydrogène, il s'agit avant tout de remplacer par de l'hydrogène vert l'hydrogène (gris) produit à partir du gaz naturel, qui est déjà utilisé aujourd'hui dans l'industrie suisse. Dans cette application, l'hydrogène vert est la seule alternative décarbonisée prévisible en Suisse.

Écart de coûts

Il est prévisible que l'hydrogène vert sera presque compétitif en termes de coûts par rapport à l'hydrogène gris dès 2030, notamment grâce à la tarification des émissions de CO₂ liées à la production d'hydrogène.

Procédure recommandée (No-Regret)

Le maintien (ou, dans la mesure où une exception est actuellement appliquée : l'introduction) de la tarification du CO₂ et l'augmentation prévisible du prix du CO₂ constituent donc également la mesure la plus importante - et en principe probablement suffisante - pour encourager cette substitution.

Autres mesures éventuelles (Value to Wait)

Il faut toutefois tenir compte de trois exceptions. En raison de la longueur des cycles d'investissement, les investissements de remplacement éventuellement nécessaires dans les prochaines années dans les installations de production d'hydrogène constituent un premier cas particulier. Dans la mesure où les investissements dans des électrolyseurs ne sont pas encore judicieux d'un point de vue économique, des aides à l'investissement seraient d'ores et déjà utiles pour éviter un verrouillage à long terme des technologies fossiles. Le deuxième cas particulier est celui des situations dans lesquelles le prix du CO₂ et l'augmentation des coûts de production résultant du coût plus

élevé de l'hydrogène vert entraînent un risque de délocalisation de l'industrie. On ne sait pas si et dans quelle mesure cela concerne l'industrie suisse consommatrice d'hydrogène - mais en principe, l'hydrogène ne devrait représenter qu'une faible part des coûts de production dans les branches principalement concernées (notamment la pétrochimie, l'industrie horlogère, la chimie spéciale). Ce n'est que dans la mesure où l'on peut s'attendre à des départs indésirables qu'il serait possible d'intervenir en encourageant les investissements. Enfin, le troisième cas particulier est celui où le prix du CO₂ ne suffit pas à stimuler durablement le passage à l'hydrogène vert. Dans ce cas également, il est possible de créer une incitation supplémentaire par le biais d'aides à l'investissement.

Coûts des mesures incitatives

D'ici 2030, l'usage non énergétique pourra vraisemblablement être largement convertie à l'hydrogène vert sans promotion.

Il s'avère que l'incitation à l'hydrogène vert est une tâche complexe qui exige des solutions intelligentes et adaptables au fil du temps dans une longue série de sous-secteurs.

Limites de cette étude et besoins de recherche supplémentaires

L'étude présente les limites suivantes, le long desquelles elle pourrait être étendue :

- La présente étude donne un aperçu des possibilités d'application et de promotion de l'hydrogène en Suisse, et propose un concept global. La conception des aides dans les différents secteurs est également élaborée jusqu'à un certain degré de détail. D'autres études pourraient fournir une conception encore plus détaillée des systèmes de promotion dans les différents secteurs, car une telle élaboration pour les six secteurs dépasse le cadre de la présente étude.
- Dans la simulation du marché de l'hydrogène, les coûts marginaux à court terme (short run marginal costs, SRMC) des installations de production ont été pris en compte, ce qui a tendance à entraîner des recettes très faibles pour les électrolyseurs et donc des coûts de soutien plus élevés pour les électrolyseurs. Des simulations ont également été effectuées en supposant des prix de revient complets. Des recherches supplémentaires pourraient être menées sur des conceptions de marché alternatives pour le marché de l'hydrogène afin de mieux comprendre les résultats futurs possibles du marché.
- Le développement futur attendu des solutions FCEV et BEV dans les domaines du transport lourd (camions et bus) et des véhicules de livraison légers pourrait être étudié de manière plus approfondie.
- En ce qui concerne les applications thermiques (syn-méthane et hydrogène dans les centrales de cogénération), il existe un certain nombre d'alternatives technologiques qui n'ont pas été étudiées en détail. Les futurs systèmes de soutien dans le domaine de la chaleur doivent être aussi neutres que possible sur le plan technologique.
- Les prévisions concernant les prix du gaz et d'autres matières premières, ainsi que le progrès technique, sont liées à des incertitudes, raison pour laquelle il est recommandé d'actualiser régulièrement la stratégie des mesures de soutien.
- Les interactions avec le développement des infrastructures devraient être étudiées de façon plus approfondie. Par exemple, il est possible qu'un réseau de stations-service à hydrogène ne soit rentable que pour les sites situés le long des autoroutes, ce qui rendrait l'hydrogène peu attractif pour les véhicules utilitaires légers.

3 Forschungsfrage und Einleitung

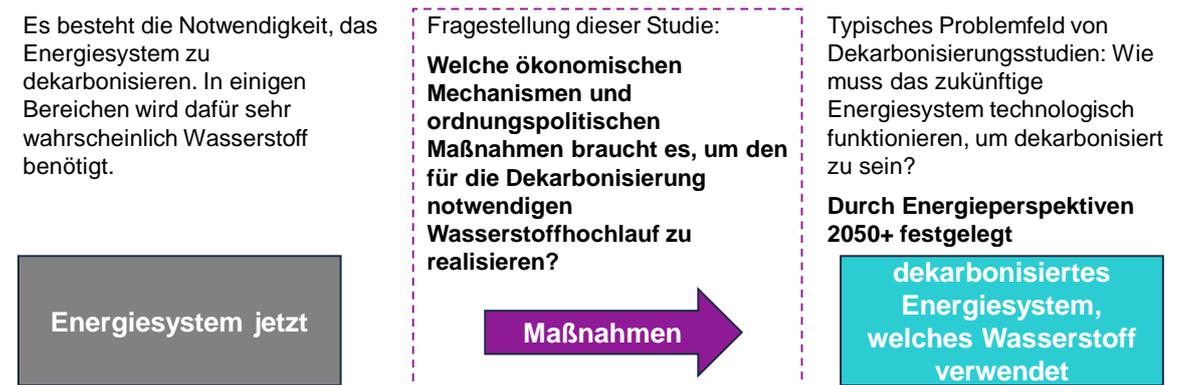
Das Ziel der vorliegenden Studie ist die Entwicklung eines Förderrahmens für grünen Wasserstoff in der Schweiz.

Die Forschungsfrage ist daher zu definieren, welche ökonomischen und ordnungspolitischen Mechanismen es braucht, um den für die Dekarbonisierung nötigen Wasserstoffhochlauf zu realisieren.

Die untenstehende Abbildung illustriert den Zusammenhang. Das Energiesystem soll dekarbonisiert werden, und es herrscht grundsätzlich Einigkeit darüber, dass Wasserstoff zumindest für die Dekarbonisierung gewisser Anwendungen vonnöten ist. Viele Dekarbonisierungsstudien beschäftigen sich mit der Optimierung der techno-ökonomischen Gestaltung zukünftiger Energiesysteme. Dies ist nicht der Gegenstand der vorliegenden Studie. Die Studie baut auf den in den Energieperspektiven 2050+ erarbeiteten notwendigen Anwendungsfällen für Wasserstoff auf, und stellt die Frage, welche Massnahmen es braucht, um diesen geplanten Wasserstoffhochlauf zu realisieren. Bis zu einem gewissen Grad geht die Studie also davon aus, dass die Energieperspektiven ein hinreichend „optimales“ zukünftiges Energiesystem darstellen.

Natürlich wird sich das letztendlich realisierte zukünftige Energiesystem von den aktuellen Vorhersagen und Planungen unterscheiden, weil neue technische Entwicklungen und Erkenntnisse, und auch Marktentwicklungen heute noch nicht vollständig absehbar sind. Die vorliegende Studie geht auf diesen Zeit- und Unsicherheitsaspekt explizit ein, und unterscheidet daher zwischen Empfehlungen, welche auch unter der gegebenen Unsicherheit jetzt bereits umgesetzt werden sollen – auch um auf zukünftige Entwicklungen reagieren zu können – und Entscheidungen, welche erst später getroffen werden können und sollen.

Abbildung 1: Schematische Einordnung der Studie



Quelle: Compass Lexecon Analyse

4 Vorgehensweise

Um die Forschungsfrage zu beantworten, definiert die Studie zunächst was ein gutes Fördersystem ausmacht, und leitet dann daraus mikroökonomische, wirtschaftspolitische und fiskalpolitische Bewertungskriterien ab. Dann stellt sie die zur Verfügung stehenden Fördermechanismen vor.

Die verschiedenen Anwendungsfälle, welche in den Energieperspektiven für Wasserstoff vorgesehen sind (zzgl. der in den EP 2050+ nicht behandelten der stofflichen Nutzung) werden in Bezug auf deren Zugehörigkeit zu einem Sektor analysiert. Tabelle 2 unten zeigt, wie sich die verschiedenen Anwendungsfälle sechs verschiedenen Sektoren zuordnen lassen. Die Sektoren können auch als Märkte bezeichnet werden, und zeichnen sich dadurch aus, dass sie einer eigenständigen Dynamik bzw. Entwicklung unterliegen und somit separat voneinander untersucht werden müssen.

Tabelle 2: Übersicht: Anwendungsfälle und ihrer Gruppierung zu Sektoren

Anwendungsfall	Wasserstoff-basierter Energieträger	Märkte	
		Produktion	Nachfrage
1. Schwere LKW	a) Syn-Diesel	Sektor 1: Wasserstoffproduktion in der Schweiz Zum Einsatz im Straßenverkehr bzw. in WKK-Anlagen und bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie	Sektor 2: Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten im Straßenverkehr
	b) Wasserstoff		
2. Leichte Nutzfahrzeuge	a) Syn-Diesel		
	b) Wasserstoff		
3. Individualverkehr (PKW)	a) Syn-Diesel		
	b) Syn-Benzin		
	c) Wasserstoff		
4. Busse	a) Syn-Diesel		
	b) Wasserstoff		
5. Luftfahrt	Syn-Kerosin	Sektor 3: syn. Kerosin in Luftfahrt	
6. Raumwärme & Warmwasser	Syn-Methan	Sektor 4: syn. Methan Wärmeproduktion	
7. Hochtemperaturwärme	Syn-Methan	Sektor 5: WKK-Anlagen	
8. WKK	Wasserstoff	Sektor 6: Stoffliche Nutzung	
9. Stoffliche Nutzung	Wasserstoff		

Quelle: Compass Lexecon Analyse

Die untenstehende Abbildung illustriert den Hauptteil der Studie. Für jeden der Anwendungsfälle von Wasserstoff (welche sich aus den Energieperspektiven ergeben), beschreibt sie zunächst den Markt und dessen Dynamik. Dann stellt sie die für den Markt relevanten (vorselektierten) Förderalternativen den Kriterien gegenüber, um die Vor- und Nachteile der Förderalternativen auszuarbeiten. Dabei werden insbesondere die Kostenlücken, welche in den unterschiedlichen Sektoren sehr unterschiedlich ausfallen, berücksichtigt. Die Höhe der Kostenlücke für Wasserstoffanwendungen wird auf Basis einer Kostenmodellierung bestimmt. Hierfür werden zunächst mit dem Flex-Eco Modell der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich Wasserstoff- und Stromkosten für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 modelliert. Darauf aufbauend wird dann die Kostenlücke, je nach Anwendungsfall als Vollkostenvergleich oder als Energieträgerkostenvergleich, berechnet.⁹ Die

⁹ Eine detaillierte Erläuterung des Modells und der Berechnung der Kostenlücken wird in Appendix D gegeben.

Kostenlücke für Wasserstoffderivate basiert auf den in den EP 2050+ dargestellten Energieträgerkosten. Die Kostenlücke hat eine Auswirkung auf die empfohlenen Fördermassnahmen. So ist z. B. die Kostenlücke für die Anwendung von Wasserstoff als Treibstoff für schwere LKW verhältnismässig klein.

Abbildung 2: Vorgehensweise

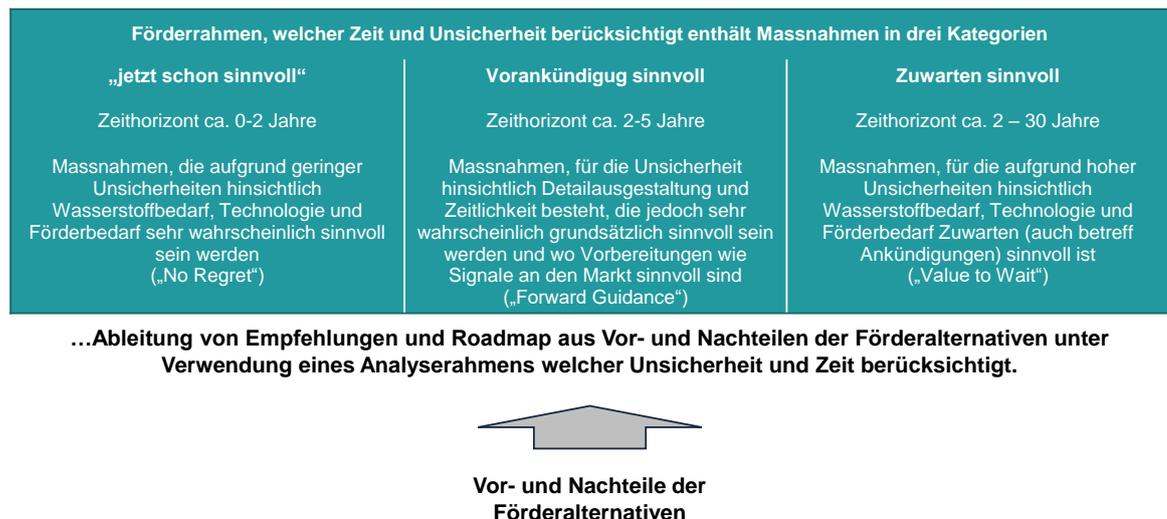


Quelle: Compass Lexecon Analyse

In einem letzten Schritt leitet die Studie aus den Vor- und Nachteilen der Förderalternativen für die einzelnen Märkte Empfehlungen, sowie eine Roadmap ab.

Die Roadmap berücksichtigt insbesondere die Zeitachse sowie Unsicherheiten, sodass die Förderempfehlungen in die Kategorien „jetzt schon sinnvoll“, „Vorankündigung sinnvoll“ und „Zuwarten sinnvoll“ eingeteilt werden können.

Abbildung 3: Klassifizierung der Fördermassnahmen



Quelle: Compass Lexecon Analyse

Diesen Kategorien kann man grob die folgenden Zeithorizonte zuordnen:

- **Schon jetzt sinnvoll** hat einen Zeithorizont von der Gegenwart bis in etwa zwei Jahre. Es handelt sich hierbei um Massnahmen, die aufgrund geringer Unsicherheiten hinsichtlich Wasserstoffbedarf, Technologie und Förderbedarf sehr wahrscheinlich sinnvoll sein werden, weshalb sie auch als „No Regret“ Massnahmen bezeichnet werden.
- **Vorankündigung sinnvoll** bezieht sich auf einen Zeithorizont von in etwa zwei bis fünf Jahren, wobei vorbereitende Massnahmen auch sofort starten können. Es handelt sich hierbei um Massnahmen, für die Unsicherheit hinsichtlich Detailausgestaltung und Zeitlichkeit besteht, die jedoch sehr wahrscheinlich grundsätzlich angezeigt sein werden und wo Vorbereitungen wie Signale an den Markt sinnvoll sind.
- **Zuwarten sinnvoll** hat einen langen Zeithorizont von in etwa zwei Jahren bis zum Ende der Betrachtungsperiode. Es handelt sich hierbei um Massnahmen, für die aufgrund hoher Unsicherheiten hinsichtlich Wasserstoffbedarf, Technologie und Förderbedarf ein Zuwarten (auch betreff Ankündigungen) sinnvoll ist. Aufgrund der Unsicherheiten ist bei diesen Massnahmen wahrscheinlich Abwarten die Handlungsoption mit dem grösstmöglichen volkswirtschaftlichen Nutzen, weshalb sie auch als „Value to Wait“ Optionen bezeichnet wird.

4.1 Bewertungskriterien: Was macht ein gutes Fördersystem aus?

Zunächst stellt sich die Frage, was ein gutes Fördersystem ausmacht.¹⁰ Es soll die Zielerreichung sicherstellen, und das Ziel mit möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten erreichen. Möglichst geringe gesamtwirtschaftliche Kosten heisst, dass nicht nur die direkten Kosten einer Fördermassnahme berücksichtigt werden sollten, sondern auch (soweit möglich) die Kosten von Verzerrungen, welche durch die Massnahme entstehen. Da die Verzerrungen meist nicht vollständig quantifiziert werden können, erfolgt diese Analyse qualitativ.

Ausserdem werden die zur Verfügung stehenden Fördermechanismen im Lichte weiterer wirtschaftspolitischer Kriterien geprüft, wie z.B. Abwanderungsrisiko (Carbon Leakage Risiko) und mögliche Wertschöpfung in der Schweiz. Die Studie berücksichtigt ebenso die Interdependenz mit der Infrastrukturentwicklung, Praktikabilität, Verteilungsfragen sowie die Kosten für den Staatshaushalt.

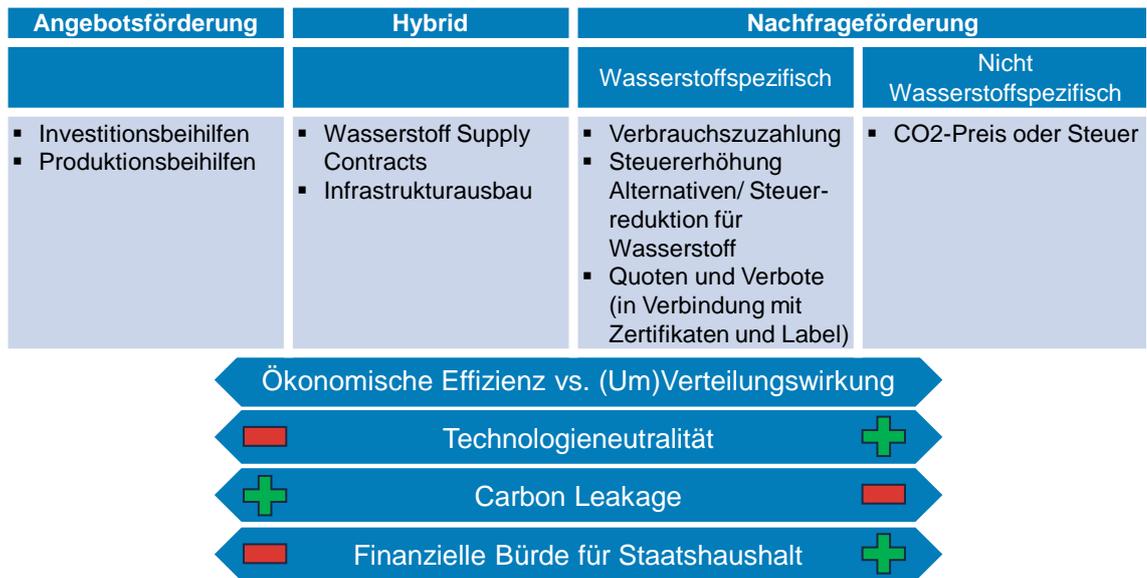
4.2 Mögliche Fördermechanismen

Grundsätzlich kann die Verwendung von Wasserstoff entweder durch Produktionsförderung oder durch Nachfrageförderung unterstützt werden. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick.¹¹

¹⁰ In Appendix A werden die betrachteten Bewertungskriterien strukturiert dargestellt.

¹¹ Appendix B zeigt weitere Details der möglichen Fördermechanismen auf.

Abbildung 4: Übersicht: Strukturierung möglicher Fördermassnahmen



Quelle: Compass Lexecon Analyse

- **Angebotsförderung** kann entweder den Betrieb oder die Investition in die Produktionsstätten für grünen Wasserstoff fördern. Der Nachteil besteht darin, dass diese Förderungen den Preis von Wasserstoff oder der Wasserstoffderivate nach unten verzerren würden. Dadurch würden a) Anwendungen gefördert werden, die auch ohne Förderregime auskommen würden (Streuverluste) und b) Anwendungen entstehen, die unter realistischen Preisen nicht entstehen würden (Ineffizienzen). Auch kann insbesondere Produktionsförderung zu ineffizienten Dispatch-Signalen führen und dadurch negative Effekte auf den Strommarkt haben. Würde man z.B. die Produktion einer jeden MWh Wasserstoff durchgängig stark fördern, so würde ggf. auch dann produziert werden, wenn es insgesamt nicht effizient wäre – wenn also z.B. Gas- oder Kohlekraftwerke laufen würden, um mit dem erzeugten Strom Wasserstoff zu produzieren. In diesen Fällen ist Angebotsförderung nicht effizient. Ein Carbon Leakage Risiko besteht bei Angebotsförderung in relativ geringem Ausmass, weil es sich um eine Förderung anstatt einer Belastung für die Industrie handelt, und somit die Kosten der Industrie nicht steigen. Darüber hinaus gehen Angebotsförderungen meist mit einer hohen Bürde für den Staatshaushalt einher, da die Mittel für die Förderung zuerst aufgebracht werden müssen.¹²
- **Hybride Förderungen**, bspw. als Doppelauktionen für Supply Contracts¹³ beziehen gleichzeitig die Nachfrage- und Angebotsseite ein. Sie sind eher für Frühphasen geeignet, in denen es noch keinen liquiden Markt gibt und daher ein grosses Investitionsrisiko für Angebots- und Nachfrageseite besteht. Neben den individuellen Aspekten der angebots- bzw. nachfrageseitigen Komponente ist ein Nachteil dieser Förderungen, dass sie langfristig ein Hindernis für einen liquiden Markt darstellen, weil langfristige Verträge neue Vertragsabschlüsse und Markteintritte

¹² Werden die Mittel durch eine Umlage aufgebracht, wird der Staatshaushalt nicht direkt belastet. Die Belastung liegt dann z.B. bei den Netznutzern.

¹³ Doppelauktionen für sogenannte Supply Contracts sind zweiseitige Auktionen, welche die Kostenlücke zwischen Angebotspreis und Zahlungsbereitschaft überbrücken. In den Auktionen bieten sowohl Anbieter als auch Nachfrager Ihren Angebotspreis, bzw. ihre Zahlungsbereitschaft. Die Differenz wird sodann durch den Fördergeber (Staat) ausgeglichen. Die Menge, welche auf diese Weise gefördert wird, bestimmt der Fördergeber, z.B. unter Berücksichtigung der für die Dekarbonisierungsziele notwendigen Mengen.

behindern könnten. Auch sind sie aufgrund von Transaktionskosten eher für grosse Nachfragemengen relevant.

- **Wasserstoffspezifische Nachfrageförderung** kann direkt an die Anwendung gekoppelt werden und birgt daher ein geringeres Risiko für Überförderung (Streuverlust). Sie kann als Verbrauchszuzahlung, verringerte Abgabenbelastung, oder Investitionszuzahlung eingeführt werden. Dadurch ist das Carbon Leakage Risiko begrenzt, weil Kosten nicht bei den Verbrauchern anfallen. Es entstehen jedoch Kosten für den Staatshaushalt. Lediglich bei der Einführung von Quoten ist die Situation umgekehrt: Hier entsteht ggf. ein Carbon Leakage Risiko, da die Kosten des Wasserstoffverbrauchs erhöht werden. Nachfrageförderungen beeinflussen den Dispatch von Elektrolyseuren nicht, da sie die Kosten des Elektrolyseureinsatzes in der Produktion nicht verändern.
- **Nicht-Wasserstoffspezifische Nachfrageförderung**, wie bspw. die marktbasierende CO₂-Bepreisung, ist effizient und technologieneutral, da auch ein Abgleich der Dekarbonisierungskosten zwischen den Sektoren automatisch durch den CO₂-Handel entsteht. Eine Besteuerung birgt Einnahmen für den Staatshaushalt, aber führt zu einem Carbon Leakage Risiko.

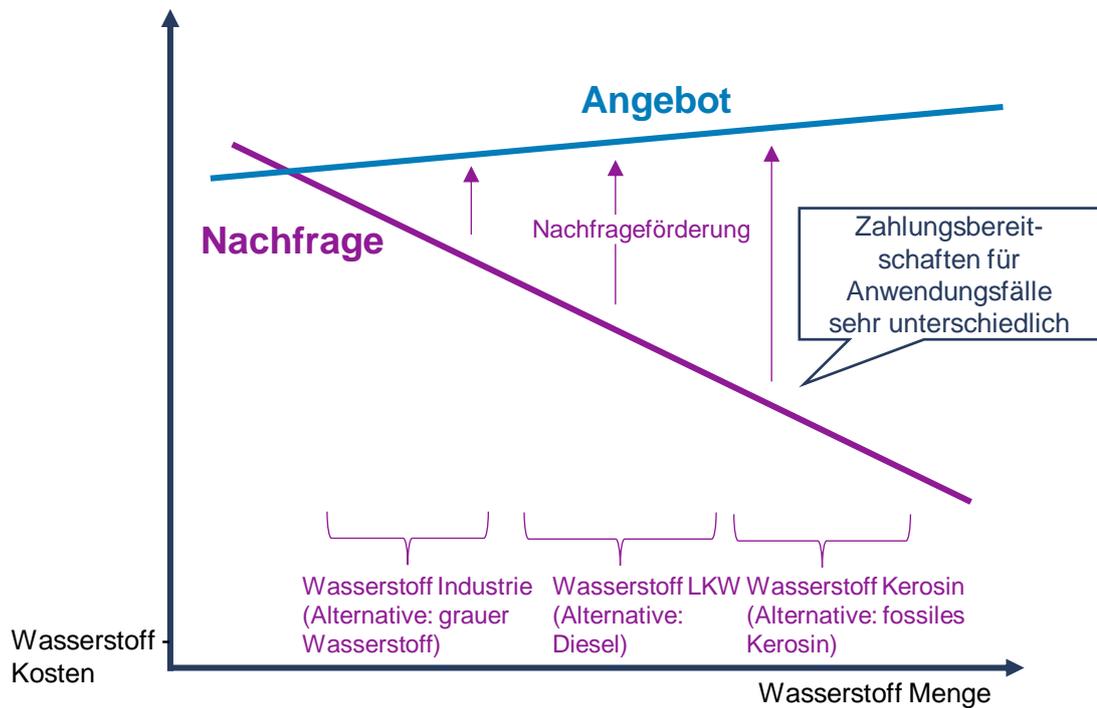
4.3 Grundsätzliche Überlegungen zu Angebots- vs. Nachfrageförderung

Bereits aus der obenstehenden Gegenüberstellung wird klar, dass nachfrageseitige Massnahmen in Anbetracht der vielfältigen Anwendungsfälle den Vorteil haben, Anwendungen gezielter fördern zu können. In Folge erläutern wir, warum sich für den Wasserstoffhochlauf - im Gegensatz dazu wie die Förderung erneuerbarer Energien ausgestaltet wurde – eher nachfrageseitige Massnahmen empfehlen.

Im Gegensatz zu Strom, für welchen es bereits einen liquiden Markt gab, welcher nicht nach Anwendungsfällen unterscheidet, segmentiert sich die erwartete Nachfrage nach Wasserstoff in eine Reihe verschiedener Anwendungsfälle, welche – meist gegeben durch die Kosten der Alternative (Diesel, grauer Wasserstoff, etc.) – stark unterschiedliche Zahlungsbereitschaften für Wasserstoff haben.

Durch die Verwendung nachfrageseitiger Massnahmen, kann die Förderung an die Kostenlücke (Kosten der Wasserstoffanwendung minus Zahlungsbereitschaft) der einzelnen Anwendungsfälle angepasst werden, was den Förderaufwand insgesamt reduziert, und eine Überförderung besser vermeidet. Man kann auch von einer „automatischen Segmentierung“ des Marktes durch Anwendungsförderungen sprechen. Mit automatischer Segmentierung ist gemeint, dass die an einen Anwendungszweck gebundene Förderung es schwierig macht, die Förderung zu zweckentfremden. Würde man z.B. die Produktion von Wasserstoff für Raumwärme fördern, so müsste man dann kontrollieren, dass der (hoch) geförderte Wasserstoff auch wie in der Förderung vorgesehen verwendet wird. Es ist offensichtlich einfacher und praktikabler, direkt den Verbrauch von Wasserstoff in der Raumwärme zu fördern (sofern man das möchte). Man kann dann den Verbrauch von Wasserstoff in der Raumwärme so hoch fördern wie notwendig, und den Verbrauch von z.B. vertanktem Wasserstoff wiederum so hoch wie notwendig. Der Markt für Wasserstoff selbst kann so weitgehend unsegmentiert bleiben, was der Liquidität und Wettbewerbsfähigkeit des Marktes zuträglich ist.

Abbildung 5: Schematische Darstellung der Förderung von Wasserstoffanwendungen



Quelle: Compass Lexecon Analyse

Die Vorteilhaftigkeit einer Konzentration auf die Nachfrageförderung wird noch einmal klar, wenn man die Alternative betrachtet. Würde man die Wasserstoffproduktion so weit fördern, bis der Marktpreis für Wasserstoff so niedrig ist, dass alle gewünschten Anwendungsfälle „im Geld“ wären, so würden Bereiche mit einer relativ geringen Kostenlücke bereits stark überfördert werden. Im Falle einer kleinen und offenen Volkswirtschaft wie der Schweiz bestünde zudem die Gefahr, dass geförderter Wasserstoff im Ausland verbraucht wird.

Deshalb empfiehlt es sich, den **Marktpreis von Wasserstoff bei den Produktionskosten von Wasserstoff zu halten, um nicht ungewollt ineffiziente Anwendungen von Wasserstoff zu fördern. Auf der Nachfrageseite kann gezielter gefördert werden.**

Die Studie diskutiert jedoch auch mögliche Produktionsförderungen von Wasserstoff, da diese zumindest kurz- bis mittelfristig notwendig sein dürften, und da die Entwicklung des Marktes für grünen Wasserstoff noch starken Unsicherheiten unterliegt.

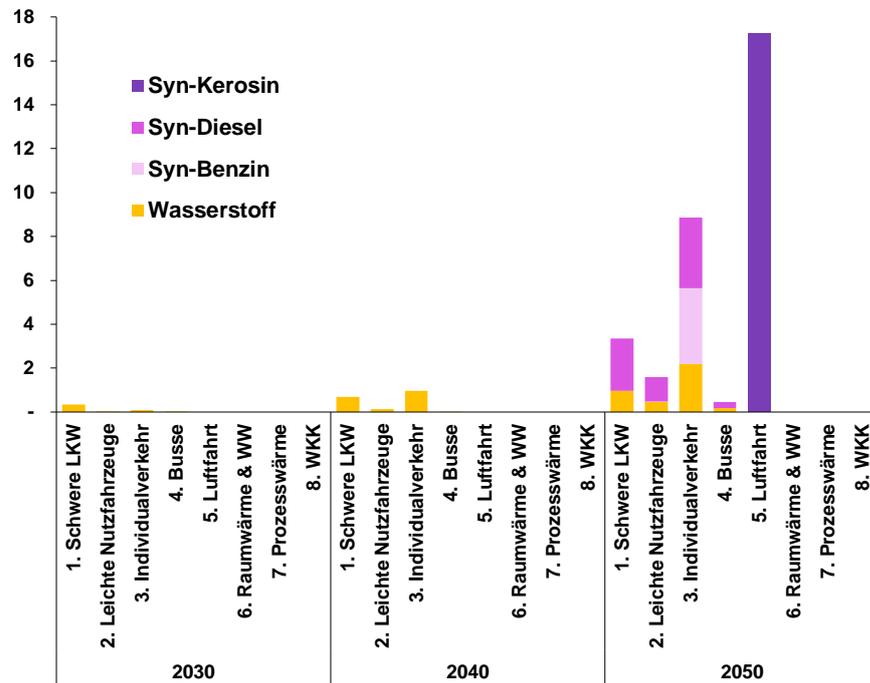
5 Der zukünftige Markt für Wasserstoff in der Schweiz: Mengen, Preise und Kostenlücken

5.1 Nutzungsfälle für Wasserstoff in der Schweiz

Der dieser Studie zugrunde liegende Hochlauf in der Nutzung von grünem Wasserstoff und daraus produzierten synthetischen Energieträgern, ergibt sich aus den Energieperspektiven 2050+ (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021a). In Abstimmung mit dem BFE wurden die Szenarien „Zero Basis“ und „Zero B“ ausgewählt, da diese zusammen das breiteste Spektrum möglicher Wasserstoffnutzung in der Schweiz abdecken (siehe nachfolgende Abbildungen). Beide Szenarien sehen eine verhältnismässig geringe Steigerung der Wasserstoffverwendung bis 2030 bzw. 2040 vor, und eine starke Steigerung bis 2050.

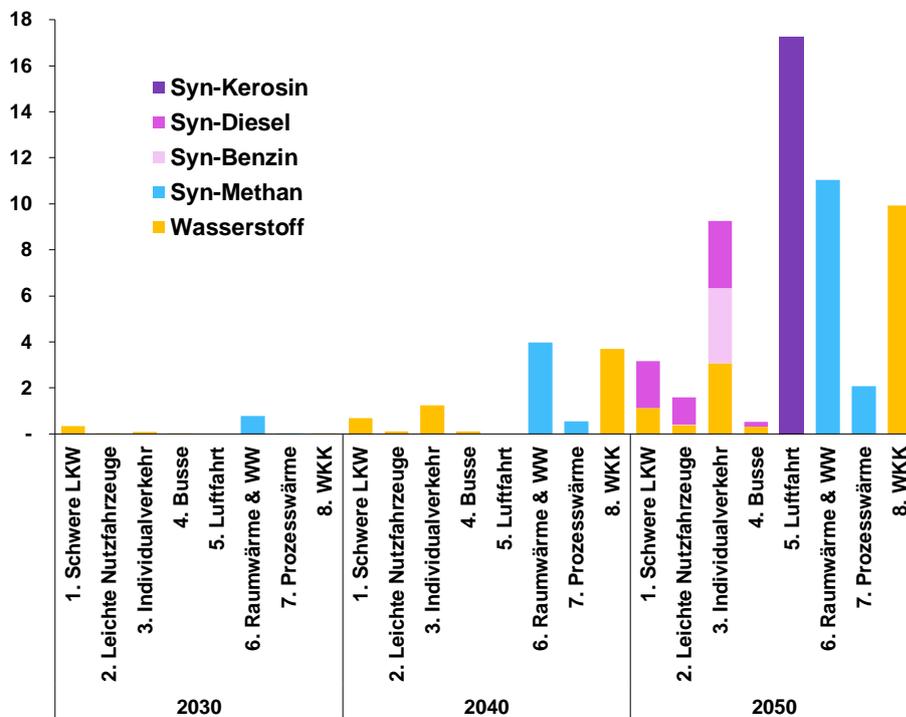
Während im Szenario „Zero Basis“ Wasserstoff ausschliesslich im Verkehrssektor genutzt wird, wird im Szenario „Zero B“ zusätzlich eine substantielle Nachfrage bei WKK-Anlagen erwartet. Neben der direkten Wasserstoffnachfrage sieht das Szenario „Zero B“ die Nutzung von Wasserstoffderivaten für die Raum- und Prozesswärme ab 2030, sowie die Luftfahrt und im Verkehrssektor ab 2050 vor. Wasserstoff wird dabei nicht direkt, sondern in Form von synthetischem Methan für die Wärmeproduktion genutzt. Das Szenario „Zero Basis“ erwartet Nachfrage nach Wasserstoffderivaten in der Luftfahrt und dem Verkehrssektor – nicht aber für Wärmeanwendungen.

Abbildung 6: Markthochlauf für grünen Wasserstoff und seine Derivate im EP 2050+ Szenario "Zero Basis" [TWh/a]



Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis von Daten der EP 2050+

Abbildung 7: Markthochlauf für grünen Wasserstoff und seine Derivate im EP 2050+ Szenario "Zero B" [TWh/a]



Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis von Daten von EP 2050+

Der **hauptsächliche Unterschied** zwischen den beiden Szenarien, liegt also in der Verwendung von **Syn-Methan für Raum- und Prozesswärme, sowie von Wasserstoff in WKK in Szenario Zero B** (aber nicht Zero Basis).

5.2 Marktsimulation für Wasserstoff in der Schweiz

Die Preise, mit denen die Schweizer Produzenten (Elektrolyseure) und Verbraucher von Wasserstoff rechnen müssen, werden durch eine Marktsimulation bestimmt. Das Ergebnis bildet die quantitative Grundlage zur Abschätzung der Förderkosten in den Folgekapiteln. Für die Berechnung kommt das [FlexECO Modell](#) zum Einsatz, entwickelt und gepflegt durch die [Forschungsstelle Energienetze](#) der ETHZ. FlexECO simuliert stundenscharf die Schweizer und Europäischen **Grosshandelsmärkte** für Strom und Wasserstoff. Der Ansatz berücksichtigt die Wechselwirkungen zwischen den beiden Energieträgern durch zeitlich schwankende Erzeugungskosten, Verfügbarkeiten und Nachfragen in den jeweiligen Regionen. Durch die gleichzeitige Einsatzplanung eines ganzen Jahres werden auch saisonale Effekte, der Einsatz von Speichern, sowie die Handelsflüsse über Wasserstoffpipelines berücksichtigt.

In der Analyse wurde für jedes der Jahre (2030, 2040 und 2050) das Schweizer Szenario “Zero B” mit dem europäischen Szenario “Global Ambition” und das Schweizer Szenario “Zero Basis” mit dem europäischen Szenario “Distributed Energy” kombiniert¹⁴. Im Anhang werden die **Eingangsszenarien** und die **Annahmen** bei der Durchführung von FlexECO dokumentiert.

¹⁴

Die Schweizer Szenarien sind den Energieperspektiven 2050+ entnommen, die Europäischen Szenarien dem ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2022.

Tabelle 3: Ergebnisse der Marktsimulation für Wasserstoff in der Schweiz.

		Zero Basis			Zero B		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050
Wasserstoff Jahresnachfrage ¹⁵	TWh	0.48	2.03	4.30	0.52	6.22	15.55
Elektrolyseure Installierte Kapazität ¹⁶	GW	0.26	1.29	1.48	0.26	1.29	1.48
Elektrolyseure Jahresproduktion ¹⁷	TWh	0.48	8.65	9.61	0.52	9.71	10.62
Elektrolyseure Nutzungsfaktor ¹⁸	%	21	76	74	23	86	82
Grüner Wasserstoff Marktpreis ¹⁹	€/MWh	91.5	46.3	32.9	75.0	56.0	40.9
Grüner Wasserstoff Vollkosten ²⁰	€/MWh	126.9	48.6	36.3	107.8	52.6	42.8
Grüner Wasserstoff Vollkosten mit Deckungsbeitrag Wind/Solar ²¹	€/MWh	127.7	58.6	55.9	109.8	60.7	52.7
Grauer Wasserstoff Vollkosten ²²	€/MWh	114.6	74.5	80.0	112.4	73.7	79.3

Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Tabelle 3 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Marktsimulation zusammen, die für die Auslegung des Förderrahmens relevant sind. Die Schweizer Nachfrage nach Wasserstoff und die installierte Kapazität der Elektrolyseure sind als Randbedingungen durch Energieperspektiven 2050+ vorgegeben. Die tatsächliche Einsatzplanung der Elektrolyseure erfolgt durch die optimierungsbasierte Marktsimulation mit FlexECO. Im Jahr 2030 entspricht die produzierte Energie genau der Nachfrage. Ab dem Jahr 2040 ist gemäss Annahmen der kosteneffiziente Import oder Export durch grenzüberschreitende Wasserstoffnetze möglich, wodurch sich der Nutzungsfaktor der Elektrolyseure deutlich erhöht. Die Produktion übersteigt nun die Schweizer Nachfrage, Wasserstoff wird nach Europa exportiert²³. Der Export ergibt sich aus der Modellannahme einer vorgegebenen installierten Kapazität für Elektrolyseure und wird im Anhang C 4 genauer diskutiert. Würden diese Elektrolyseure nur für den Schweizer Eigenbedarf produzieren, wäre eine höhere Investitionsförderung erforderlich. Aus rein wirtschaftlicher Sicht

¹⁵ Gemäss Energieperspektiven 2050+.

¹⁶ Gemäss Energieperspektiven 2050+.

¹⁷ Summe der mit FlexECO simulierten Einsatzfahrpläne der Elektrolyseure.

¹⁸ Verhältnis zwischen Jahresproduktion der Elektrolyseure (Zeile 3 der Tabelle) und dem Produkt von 8760 Stunden und der installierten Kapazität der Elektrolyseure (Zeile 2 der Tabelle).

¹⁶ Mengengewichteter Durchschnitt der Grenzkosten (SRMC, Short Run Marginal Cost) für Schweizer Wasserstoff.

¹⁷ Enthält die Mengen-gemittelten Stromkosten für die Produktion von Wasserstoff und die annualisierten Kosten des Elektrolyseurs (CAPEX, OPEX). Dabei sinkt der angenommene CAPEX von 740'000 €/MW (2030) auf 200'000 €/MW (2050).

¹⁸ Enthält zusätzlich zu den Vollkosten einen Deckungsbeitrag zur Kostenlücke für Erneuerbare Energie (Differenz aus Strompreis und den Vollkosten für Wind und Solar). Der Beitrag entspricht dem Anteil der Elektrolyseure am gesamten Stromverbrauch aus Wind und Solar.

²² Enthält den mittleren Preis für das eingesetzte Gas sowie die annualisierten Kosten der Dampfreformerer. Zur Vergleichbarkeit wird die installierte Leistung so gewählt, dass sich der gleiche Nutzungsfaktor wie bei den Elektrolyseuren ergibt.

²³ Im Unterschied zu den Energieperspektiven 2050+, wo Elektrolyseure bei Strompreisen unter 4 Rp./kWh produzieren und die Kapazitäten entsprechend gewählt sind, wird in dieser Studie ein Wasserstoffmarkt mit internationalem Handel simuliert. Die Elektrolyseure produzieren tendenziell immer noch zu Stunden mit niedrigen Preisen, aber folgen keiner festen Preisgrenze. Wann immer es wirtschaftlich ist (also die Marktpreise gleich oder höher als die Grenzkosten der Schweizer Elektrolyseure sind), wird Wasserstoff produziert.

wäre in der Marktsimulation zudem eine geringere installierte Kapazität an Elektrolyseuren ausreichend, um den Schweizer Eigenbedarf zu decken. Um die kostenoptimale Menge der Elektrolyseure zu bestimmen, ist eine Modellierung als Investitionsmodell erforderlich, bei dem die installierte Kapazität der Elektrolyseure eine Variable darstellt.

Der durchschnittliche Marktpreis für grünen Wasserstoff liegt in allen Szenarien unter den Vollkosten der Elektrolyseure. Diese Kostenlücke muss gedeckt werden, um Elektrolyseure wirtschaftlich zu machen – entweder durch Erlöse, die über die Grenzkosten hinaus gehen (z.B. strategische Gebote), oder durch Fördermassnahmen. Für die Studie wurde den Vollkosten von Wasserstoff ausserdem ein anteilmässiger Deckungsbeitrag für Wind- und Solarstrom hinzugefügt, deren Kosten vor allem in späteren Jahren mit hoher installierter Produktionskapazität aus Erneuerbaren und vielen Stunden mit niedrigen Strompreisen nicht gedeckt sind. Im Vergleich zu grauem Wasserstoff ist grüner Wasserstoff jedoch meist konkurrenzfähig. Nur im Jahr 2030 des Szenarios "Zero Basis" hat grauer Wasserstoff niedrigere Vollkosten. Durch Interpolation der Stützjahre lässt sich abschätzen, dass die Kostenparität zu grünem Wasserstoff im Jahr 2033 erreicht wird.

5.3 Sensitivitätsanalysen der Marktsimulation

Ergänzend zu der Analyse der sechs Basisszenarien wurden vier Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Gegenstand der Analysen ist die Robustheit der Marktsimulation gegenüber Variationen der Input-Parameter. Die Analysen sind im Anhang genauer beschrieben, die Auswirkungen auf die Marktpreise für Schweizer Wasserstoff sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Auswirkung der Sensitivitätsanalysen auf die Schweizer Marktpreise für grünen Wasserstoff

	Zero Basis			Zero B		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
	Marktpreis grüner Wasserstoff (€/MWh) (auf Basis von Grenzkosten)					
Basisszenario	91.5	46.3	32.9	75.0	56.0	40.9
Bau eines Wasserstoffspeichers (250 GWh)	76.2	46.3	32.9	61.2	56.0	40.9
Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage (Preisgrenze 150 €/MWh)	79.3	46.3	32.9	67.7	46.3	32.9
Wasserstofftransportkosten ²⁴ (48 €/MWh)	-	-	-	-	88.9	-
Befreiung von Stromnetztarifen für Schweizer Elektrolyseure	77.0	46.3	32.9	60.5	56.0	40.9

Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Bau eines Wasserstoffspeicher in der Schweiz: Ein möglicher Wasserstoffspeicher hat nur 2030 einen senkenden Einfluss auf den Marktpreis, wenn es noch keine Pipeline-Infrastruktur für den Wasserstofftransport zwischen der Schweiz und Europa gibt. Ab 2040 ist der Marktpreis identisch mit dem Basisfall. Die Lücke zu den Vollkosten der Elektrolyseure bleibt 2030 konstant und sinkt

²⁴ Wasserstofftransportkosten in dieser Grössenordnung entsprechen dem Transport mit Lastwagen und reduzieren den grenzüberschreitenden Handel. Diese Sensitivität wurde nur für das Szenario Zero B (2040) simuliert.

ab 2040 leicht, da die Wasserstoffspeicher noch mehr Produktion mit niedrigen Strompreisen erlauben. Entsprechend bleibt auch der Vollkostenvorteil gegenüber grauem Wasserstoff gleich oder verbessert sich leicht.

Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage in der Schweiz: Die Preiselastizität ist als Maximalpreis modelliert, zu dem Schweizer Konsumenten bereit sind, Wasserstoff zu kaufen. In Stunden mit höherem Preis wird die Nachfrage abgeregelt. Bei dieser Sensitivität wird untersucht, wie sich eine begrenzte Zahlungsbereitschaft bei zu hohen Wasserstoffkosten auf die Ergebnisse auswirkt. Dazu wird ein Maximalpreis modelliert, zu dem Schweizer Konsumenten bereit sind, Wasserstoff zu kaufen. In Stunden mit höherem Preis wird die Nachfrage auf Null gesetzt, ansonsten bleibt sie gleich. Diese Sensitivität senkt den durchschnittlichen Schweizer Marktpreis etwas, allerdings nur im Jahr 2030. Ab 2040 ist der Marktpreis identisch mit dem Basisfall, da die Schweiz (annahmegermäss) durch die Pipeline-Infrastruktur an Europa angebunden ist. Die Lücke zu den Vollkosten der Elektrolyseure steigt 2030 leicht, da bei niedrigerer Nachfrage der Nutzungsfaktor etwas zurück geht, und bleibt ab 2040 gleich. Der Vollkostenvorteil gegenüber grauem Wasserstoff sinkt 2030 leicht und bleibt ab 2040 gleich.

Wasserstofftransportkosten: Die Wasserstofftransportkosten über weite Entfernungen wurden für ein Szenario (Zero B, 2040) schrittweise von 6 EUR/MWh (Basisfall) auf bis zu 48 EUR/MWh erhöht.²⁵ Dies führt zu einem deutlichen Anstieg des Wasserstoff-Grosshandelspreises. Da sich der Export jetzt nicht mehr so häufig lohnt, sinkt der Nutzungsfaktor der Elektrolyseure und erhöht sich die Lücke zu den Vollkosten der Elektrolyseure. Beide Trends führen auch dazu, dass grüner Wasserstoff teurer als grauer Wasserstoff wird.

Auswirkungen einer Befreiung von Stromnetztarifen für Schweizer Elektrolyseure: In dieser Analyse werden nur Schweizer Elektrolyseure befreit. Mit einer Befreiung vom Stromnetztarif erhöht sich in den Jahren 2040 und 2050 die Produktion von Schweizer Wasserstoff, vor allem für den Export nach Europa (ab 2040 gibt es im Modell Wasserstoffpipelines). Die jährlichen Erlöse steigen in den Jahren 2040 und 2050 deutlich an, da der Preis weiter durch Europäischen Wasserstoff bestimmt wird, der im Vergleich zu den Schweizer Erzeugungskosten teurer ist. Durch den höheren Nutzungsgrad und die niedrigeren Gestehungskosten sinkt die Lücke zu den Vollkosten der Elektrolyseure. Auch im Vergleich zu grauem Wasserstoff verbessert sich der Vollkostenvorteil von grünem Wasserstoff, der nun noch günstiger ist. Es handelt sich um eine indirekte Subvention der Schweizer Elektrolyseure (zwischen 7 und 143 Mio. EUR pro Jahr ²⁶).

5.4 Kostenlücken für Wasserstoff in verschiedenen Anwendungsfällen

Die zukünftige Nutzung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten hängt von den Kosten der Nutzung und den Kosten der verfügbaren Alternativen ab.²⁷ Wenn die Kosten der Wasserstoffnutzung den Kosten der fossilen Alternativen entsprechen, sind Nutzer indifferent zwischen der einen oder anderen Anwendung.

Sofern der Unterschied zwischen der Zahlungsbereitschaft und den Kosten der Nutzung negativ ist, d.h. die Zahlungsbereitschaft niedriger als die Kosten sind, besteht eine Kostenlücke: Die

²⁵ Diese höheren Kosten könnten sich aus einem höheren Anteil des Strassentransports (z. B. LKW) von Wasserstoff ergeben (flüssig oder als komprimiertes Gas) ergeben, wenn noch kein voll ausgebautes Wasserstoff-Pipelinennetz auf europäischer und schweizerischer Ebene verfügbar ist.

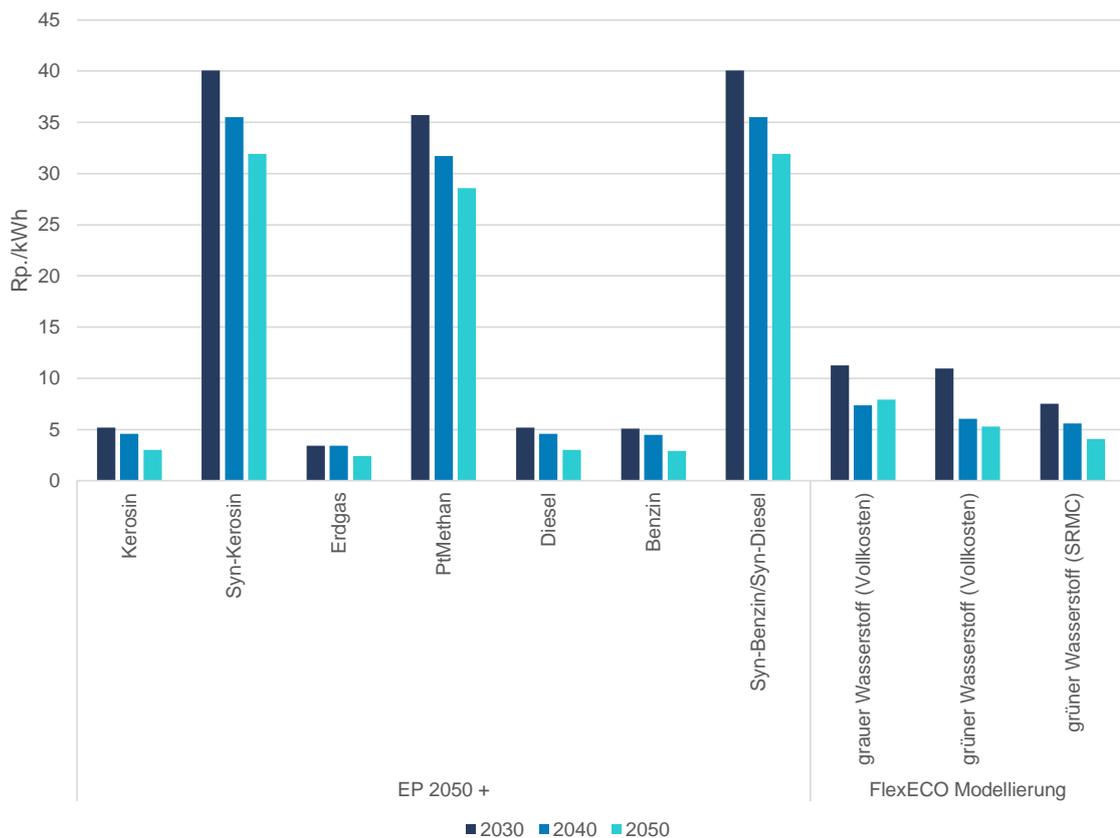
²⁶ Die Zahl ergibt sich durch Teilen der produzierten Menge Wasserstoff (aus Tabelle 3, Zeile 3) durch die Effizienz der Elektrolyseure (69% im Jahr 2030, 71% im Jahr 2040, 74% im Jahr 2050) und Multiplikation mit dem Stromnetztarif von 10EUR/MWh.

²⁷ Hierbei nehmen wir an, dass die Kosten der verfügbaren Alternativen die Zahlungsbereitschaft für die Wasserstoffnutzung (oder der Nutzung des Wasserstoffderivats) darstellt.

Nutzung von Wasserstoff könnte dann gefördert werden. Dies natürlich nur, wenn es keine günstigere klimaneutrale Alternative gibt, welche ansonsten gefördert werden sollte. Sofern eine klimaneutrale Alternative ohnehin günstiger als die günstigste fossile Alternative ist, erübrigt sich jede Förderung. Ein Teil dieses Unterschieds folgt durch die unterschiedlichen Kosten für den Energieträger. In einigen Anwendungsfällen ist die verfügbare Alternative zu Wasserstoff Diesel oder Benzin, in anderen Fällen muss bspw. zwischen Syn-Methan und Erdgas entschieden werden.

In einem ersten Schritt werden für diese Analyse die Energieträgerkosten miteinander verglichen (Abbildung 8).

Abbildung 8: Übersicht: Energieträgerkosten (Szenario Zero B)



Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis von EP 2050+ und FlexECO

Dieser Vergleich erlaubt bereits eine erste Abschätzung der Kostenlücken für die verschiedenen Anwendungsfälle. Die folgenden Absätze beziehen sich auf Abbildung 8, welche die relevanten Energieträgerkosten zeigt, als auch auf die untenstehende Tabelle 5, welche die relevanten Vergleiche übersichtlich zusammenfasst.

- **1: Wasserstoffproduktion:** Im Falle der Wasserstoffproduktion, gibt es nicht die eine konkrete Alternativtechnologie, zu welcher man einen Kostenvergleich durchführen kann. Vielmehr muss durch Einsatz eines Marktmodells geprüft werden, ob die Elektrolyseure innerhalb des Energiesystems profitabel agieren können. Dies erfolgt, wie oben bereits beschrieben, durch Anwendung des Marktsimulationsmodells FlexEco.
- **2: Strassenverkehr:** Auch Diesel und Benzin bleiben laut EP2050 günstiger als ihre synthetischen Varianten. Allerdings gibt es für den Sektor Strassenverkehr mehr technische Optionen. Battery Electric Vehicles (BEV) und Fuel Cell Electric Vehicles (FCEV) verwenden Strom, bzw.

grünen Wasserstoff, bei welchen die Differenz der Energieträgerkosten zu Diesel und Benzin wesentlich niedriger sind. Im Falle des Strassenverkehrs werden für BEV und FCEV andere Technologien als für synthetischen und fossilen Benzin und Diesel verwendet. So sind z.B. Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) in der Anschaffung teurer als herkömmliche Verbrenner, welche fossile oder synthetische Treibstoffe verwenden. Die Berechnung der Kostenlücke ist daher komplexer, da sie auf einer Vollkostenbasis, z.B. pro Betriebsjahr, durchgeführt werden muss. Diese Analyse findet sich in Abschnitt 6.

- **3: Luftverkehr:** Kerosin ist absehbar gegenüber der synthetischen Variante um ein Vielfaches günstiger. Die Kostendegression von Syn-Kerosin reicht bis 2050 nicht aus, um es gegenüber der fossilen Variante konkurrenzfähig zu machen. Da Syn-Kerosin und Kerosin genau die gleiche Infrastruktur nutzen, und auch in genau den gleichen Geräten verwendet werden, ergibt sich die Kostenlücke ausschliesslich aus der Differenz der Energieträgerkosten.
- **4: Synthetisches Methan in der Wärmeproduktion:** Erdgas und Syn-Methan zeigen ein ähnliches Bild wie Kerosin und Syn-Kerosin: Die synthetische Variante bleibt trotz Kostendegression auch 2050 noch auffallend teurer. Wie im Falle von Kerosin, liegen die Unterschiede nur in den Energieträgerkosten.
- **5: Grüner Wasserstoff in WKK-Anlagen:** Für den Einsatz in WKK-Anlagen konkurrieren Erdgas und grüner Wasserstoff.²⁸ Da Erdgas in konventionellen WKK verwendet werden würde, und grüner Wasserstoff in Brennstoffzellen-WKK, müssten auch hier – wie im Fall des Strassenverkehrs – Vergleiche auf Basis von Energieträger-, Betriebs- und Investitionskosten durchgeführt werden.²⁹
- **6: Stoffliche Nutzung:** Grauer Wasserstoff konkurriert insbesondere bei der stofflichen Nutzung mit grünem Wasserstoff. Der Vergleich der Energieträgerkosten zeigt, dass grüner Wasserstoff im Zero B Szenario bereits ab 2030 günstiger sein wird als die fossile Alternative (ebenso in Zero Basis).

²⁸ Diese Studie geht davon aus, dass grüner Wasserstoff in Brennstoffzellen-WKK verwendet werden würde, da eine Umwandlung von grünem Wasserstoff in Syn-Methan und eine anschliessende Verbrennung in konventionellen WKK aufgrund der Umwandlungsverluste nicht effizient erscheint.

²⁹ Ein derartiger Vergleich würde den Rahmen der vorliegenden Studie sprengen, da dann auch die Kosten von verschiedenen WKK-Alternativen, wie Biomasse, Geothermie und Grosswärmepumpen in den Vergleich einbezogen werden müssten. Die Erarbeitung eines Förderrahmens für WKK wäre eine Studie an sich.

Tabelle 5: Übersicht über die relevanten Vergleiche in den verschiedenen Sektoren

	Fossile Alternative	In welcher Form wird Wasserstoff verwendet?	Andere nicht-fossile Alternative	Änderung bei Technik?	Relevanter Vergleich
Wasserstoffproduktion	NA	grüner Wasserstoff	NA	NA	Profitabilität von Elektrolyseuren in Marktmodell
Strassenverkehr	Benzin und Diesel	grüner Wasserstoff, Syn-Diesel, Syn-Benzin	Batterieelektrische Fahrzeuge	Ja	Vergleich aller relevanten Alternativtechnologien auf Basis Gesamtkosten/Jahr
Luftfahrt	Kerosin	Syn-Kerosin	keine	nein	Kosten von Syn-Kerosin vs. Kerosin
Wärmeproduktion (Hoch-/ Niedertemperatur)	Methan	Syn-Methan	viele ¹	nein	Kosten von Syn-Methan vs. Methan
WKK-Anlagen	Methan	grüner Wasserstoff	Biomasse/Biomethan, Geothermie, Grosswärmepumpen	ja	Vergleich aller relevanten Alternivtechnologien auf Basis Wärme- und Stromkosten ²
Stoffliche Nutzung	grauer Wasserstoff	grüner Wasserstoff	keine	nein	Kosten von grauem und grünem Wasserstoff

Anmerkungen: ¹ Es gibt vielfältige Alternativen, so z.B. die direkte Verwendung von Strom, Hochtemperaturwärmepumpen, Biomethan und grünem Wasserstoff in der Hochtemperaturwärmeproduktion, sowie von Biomasse/Biomethan, Geothermie und Wärmepumpen sowie WKK in der Raumwärmeproduktion. Die Energieperspektiven 2050+ sehen einen starken Ausbau von Fernwärme und Wärmepumpen vor, jedoch auch einen nicht unerheblichen Einsatz von synMethan, in Bereichen wo die erwähnten Alternativen nur schwer anwendbar sind. ² Ebenso sollten die lokalen Gegebenheiten berücksichtigt werden, da das lokale Dargebot von Biomasse/Biomethan, sowie Geothermie, sowie die lokale Verfügbarkeit von Wasserstoffinfrastruktur variieren kann.

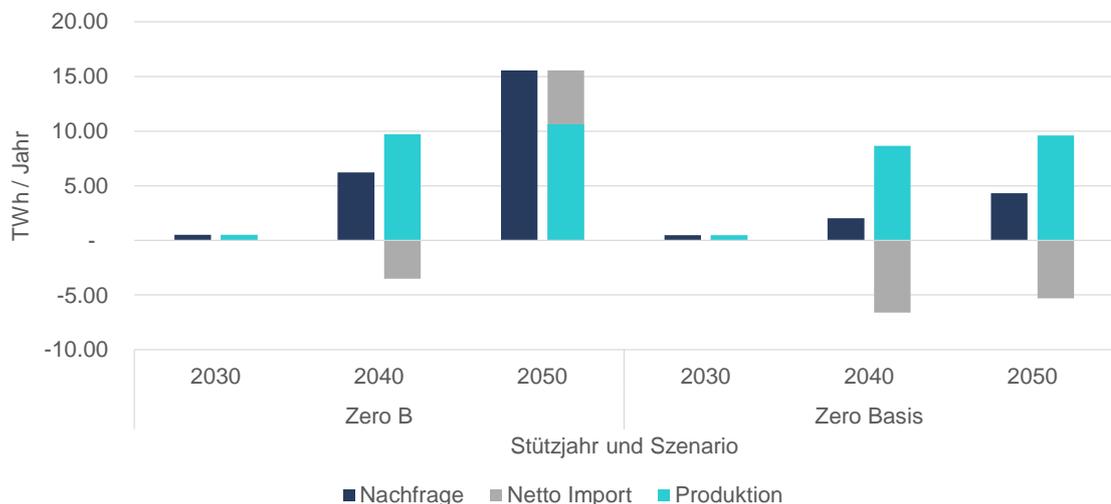
Quelle: Compass Lexecon Analyse

6 Förderrahmen für die Produktion grünen Wasserstoffs

6.1 Sektoranalyse

Der Markt für grünen Wasserstoff wird sich in den nächsten Jahren stark entwickeln. Aus dem derzeit lokalen Markt könnte bei Verfügbarkeit von Wasserstoff-Transportinfrastrukturen ein globaler Markt werden. Die EP 2050+ gehen davon aus, dass der Schweiz spätestens ab 2040 ein internationaler Markt zur Deckung von Wasserstoffbedarfen zur Verfügung stehen wird (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021b).

Abbildung 9: Wasserstoffnachfrage und modelliertes Wasserstoffangebot



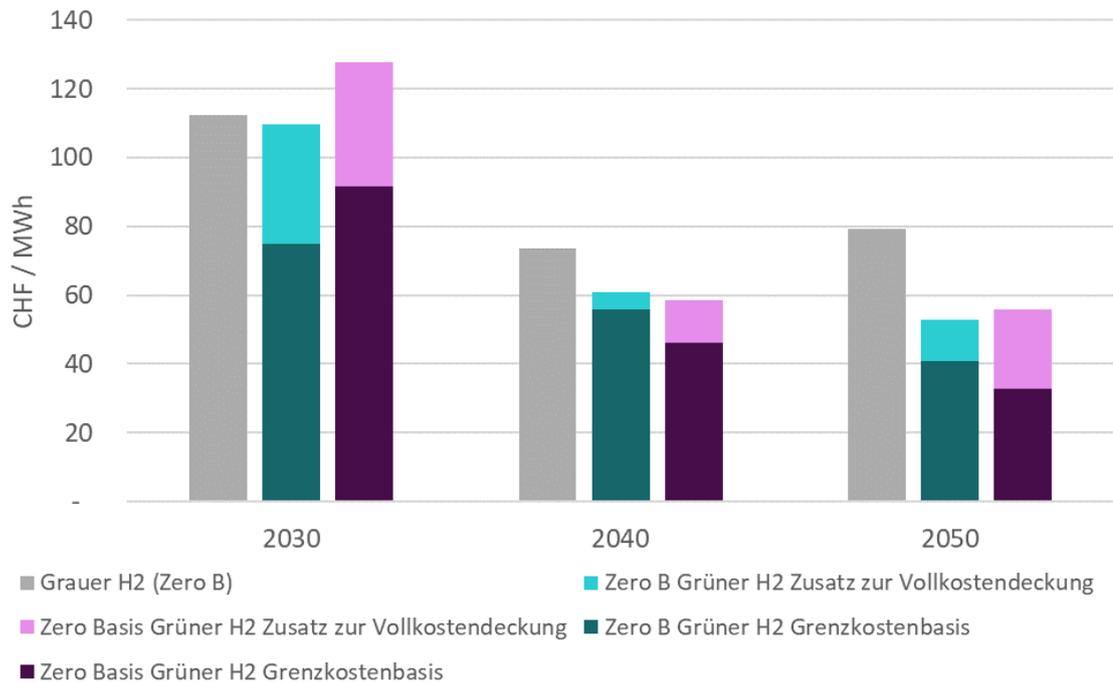
Quelle: ETH Zürich auf Basis der FlexEco Modellierungsergebnisse

Bis 2030 ist grauer Wasserstoff voraussichtlich noch die ggü. grauem Wasserstoff günstigere Alternative. Ab 2040 könnte jedoch, getrieben von steigenden CO₂ Preisen und infolge des starken Erneuerbaren-Ausbaus sinkenden Strompreisen³⁰, grüner Wasserstoff mit grauem Wasserstoff konkurrenzfähig sein. Der Kostenvergleich kommt hierbei zwischen den Szenarien Zero B und Zero Basis zu unterschiedlichen Ergebnissen, da sich einerseits die zu produzierende Wasserstoffmenge und andererseits die Stromgestehungskosten, sowohl in der Schweiz als auch im europäischen Umland, unterscheiden. Die Relation der Kosten zwischen grünem und grauem Wasserstoff entspricht in etwa der Relation, die bspw. auch in (BloombergNEF, 2021) für 2030 identifiziert wurde. Die Entwicklung der Gaspreise ist unsicher. Die Kostenvergleiche folgenden Gaspreisanahmen der Energieperspektiven 2050+ (siehe Abbildung 8 oben).

³⁰

Die Energieperspektiven 2050+ als auch vergleichbare Quellen auf Europäischer Ebene, gehen von einem sehr starken Ausbau der Erneuerbaren bis 2050 aus. Diese Studie geht wiederum davon aus, dass dieser Ausbau auch wie geplant realisiert wird.

Abbildung 10: Kostenvergleich zwischen grauem und grünem Wasserstoff



Quelle: ETH Zürich auf Basis der FlexEco Modellierungsergebnisse

Anmerkung: Die Kosten für grauen Wasserstoff unterscheiden sich zwischen den beiden Szenarien aufgrund der unterschiedlichen Produktionsmenge marginal.

Die Energieperspektiven sehen 2030 die Verwendung von grünem Wasserstoff in noch verhältnismässig geringem Ausmass im Verkehrssektor vor. Zudem ist eine nur begrenzte stoffliche Nutzung in der Industrie wahrscheinlich. Durch die fehlende Transportinfrastruktur und die sich daraus ergebenden hohen Transportkosten, wird der Markt noch nicht stark integriert und liquide sein, was auch bedeutet, dass die Produktion zu einem grossen Teil in der Schweiz erfolgen muss. Die Studie geht daher davon aus, dass Nachfrager und Anbieter von grünem Wasserstoff langfristige Verträge abschliessen werden, um gegenseitig ihre Investitionen abzusichern. Der Marktpreis wird also wahrscheinlich eher zu den Vollkosten (d.h. inklusive Kapitalkosten) tendieren. Dies bedeutet, wir halten es für wahrscheinlich, dass die langfristigen Verträge, die anfangs auf dem Markt zur Investitionssicherung abgeschlossen werden, auch dazu führen werden, dass auf dem Markt Vollkostenpreise vorherrschen (mehr dazu unten in Sektion 5.2).

Längerfristig, also im Hinblick auf die Jahre 2040 und 2050, könnte sich die Marktdynamik durch die dann vorhandene Transportinfrastruktur stark ändern. Für die Herstellung eines liquideren Marktes bräuchte es insbesondere ein europäisches Pipelinenetz für den internationalen Transport, und teilweise auch Verteilnetze hin zu Grossabnehmern (siehe dazu auch den Exkurs in Kapitel 12). Die höhere Marktintegration würde dann, abhängig von der Regulierung des Marktes, eher dazu führen, dass Wasserstoff auch sehr kurzfristig und auf Grenzkostenbasis gehandelt wird. Dieser Markt wäre dann ggf. mit dem jetzigen Gasmarkt vergleichbar, und durch Elektrolyseure (Power to Hydrogen) und Kraftwerke (Hydrogen to Power) stark mit dem Strommarkt integriert. Wie im Gasmarkt, würden die Preiszonen für Wasserstoff letztlich hauptsächlich durch Transportmöglichkeiten und Transportkosten bestimmt. Wie im Gasmarkt, würden auch im Wasserstoffmarkt saisonale Speicher (umfunktionierte Gasspeicher oder neu errichtete Wasserstoffspeicher) eine wichtige

Rolle spielen. Die zukünftige Dynamik und der Preismechanismus des Wasserstoffmarktes sind noch nicht absehbar.

Da man noch nicht mit Sicherheit wissen kann, ob der Wasserstoffmarkt letztlich ein Vollkosten- oder Grenzkostenmarkt sein wird, betrachten wir in den folgenden Analysen beide Fälle.

Tabelle 6: Zusammenfassung Sektoranalyse grüne Wasserstoffproduktion

Produktion grünen Wasserstoffs	
Marktaspekt	Bewertung
Marktdynamik	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Frühe Phase bis 2030: aufgrund fehlender Transportinfrastruktur lokaler Markt, möglicherweise mit Langfristverträgen auf Vollkostenbasis ▪ Langfristig, also ab 2040: globaler Markt, mit Pipelineinfrastruktur und Speichern, möglicherweise ähnliche Dynamik wie jetziger Gasmarkt
Carbon Leakage Risiko	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht relevant
Grundbedürfnis Dilemma	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eher auf der Nachfrageseite zu berücksichtigen
Technologiealternativen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht relevant
Markthochlauf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Starke Steigerungen der Produktionsmengen im Zeitablauf <ul style="list-style-type: none"> ○ Bis 2030: begrenzte Produktion in der Schweiz (ca. 0.5 TWh) ○ 2040: 8,5 bis 9,5 TWh p.a.* ○ 2050: 9,5 bis 10,5 TWh p.a.*
Kostenlücke	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bis 2030 ist grüner Wasserstoff je nach Szenario teurer oder günstiger als grauer Wasserstoff ▪ Ab 2040 ist grüner Wasserstoff günstiger als grauer Wasserstoff

Quelle: Compass Lexecon Analyse

Anmerkung: * Modellierung in FlexEco (siehe Anhang C) – infolge der teilweise eigenen Modellierung ergeben sich Abweichungen zu den Energieperspektiven 2050+

6.2 Vor- und Nachteile Förderalternativen

In Folge behandeln wir zunächst die angebotsseitigen Fördermechanismen, welche für den Sektor Wasserstoffproduktion relevant sind. Die verschiedenen Fördermechanismen werden in Anhang B „Detailanalyse möglicher Fördersysteme“ näher beschrieben. Die untenstehende Tabelle stellt die Bewertung einer Auswahl der relevantesten Produktionsfördersysteme dar.

Tabelle 7: Fördersysteme für Produktionsförderung von grünem Wasserstoff

Bewertung Massnahme	(mikro-)ökonomische Bewertung	Wirtschaftspoliti- sche Bewertung	Fiskalpolitische Bewertung
Betriebskosten- förderung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ggf. Streuverluste d.h. Überförderung von Anwendungsfällen mit hoher Zahlungsbereitschaft durch Bereitstellung von Wasserstoffpreis zu reduzierten Kosten ▪ Ungewollte Förderung von ineffizienten Wasserstoffanwendungen ▪ Bei mengenabhängiger Förderung ggf. Produktion in Stunden mit relativ hohem Strompreis (Dispatch-Verzerrung) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wenn geförderter Wasserstoff exportiert wird würde auch ein Teil des Fördernutzens ins Ausland abfließen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ggf. hohe Kosten der Fördermassnahme
Flexible Netztarife	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beanregt netzdienliche Betriebsführung (Win-Win) zwischen Netz- und Elektrolyseurbetreiber 	—	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bedarf Diskussion zu neuem Tarifdesign – inkl. Interessenausgleich mit anderen Netznutzern
Zertifikate	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sinnvoll, um Zahlungsbereitschaft von Kunden, die freiwillig grünen Wasserstoff kaufen wollen, nutzbar zu machen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Notwendige Grundlage für nachfrage- seitige Förderungen 	—
Investitionszu- schuss	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kann Risiko eines Investors in illiquiden Markt mit unklarer Dynamik zu investieren in Frühphase ausgleichen ▪ Keine Dispatch-Verzerrung 	—	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Falls Marktpreise für Wasserstoff steigen, kann sich Überförderung ergeben, daher Claw-Back Mechanismus (Rückzahlungsmechanismus für mögliche Überförderungen) notwendig
Doppelauktionen für Supply Contracts	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Effizient, da Angebot- und Zahlungsbereitschaft direkt zusammengeführt werden 	—	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ggf. hohe Kosten der Fördermassnahme ▪ Administrativ aufwendig über längeren Zeitraum

Quelle: Compass Lexecon Analyse

Grundsätzlich sollten nachfrageseitige Förderungen (siehe nachfolgende Kapitel) die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager hinreichend erhöhen, sodass grundsätzlich keine, oder nur verhältnismässig geringe angebotsseitige Förderungen vonnöten sein sollten. Fördermassnahmen können jedoch auch angebotsseitig sinnvoll oder notwendig sein um die Gesamteffizienz des Energiesystems zu erhöhen (Flexibilisierung Netztarife) oder in einem noch ungewissen Marktumfeld bei noch nicht konkurrenzfähigem grünem Wasserstoff eine Anschubförderung zu geben (Investförderung). Zusätzlich ist in jedem Fall ein System der Herkunftsnachweise für Wasserstoff erforderlich. Im Detail bewerten wir die einzelnen Massnahmen wie nachfolgend beschrieben.

Betriebskostenförderungen empfiehlt diese Studie nicht, da diese – insbesondere in der Form von produktionsmengenabhängigen Förderungen – im Vergleich zu Investitionsförderungen in höherem Masse ökonomische Ineffizienzen riskieren:

- **Mengenabhängige Betriebskostenförderungen können zu Dispatch-Verzerrung beim Einsatz der Elektrolyseure führen:** Die mengenabhängige Förderung kann ggf. die Produktion von Wasserstoff auch in Stunden mit hohem Strompreis anreizen, in denen es aus Gesamtsystemsicht effizienter wäre, wenn Elektrolyseure ihre Flexibilität (durch Produktionseinschränkung) dem Markt bereitstellen.
- **Streuverluste** treten auf, wenn die Erzeugung von grünem Wasserstoff stärker gefördert wird als dies auf Grund der Zahlungsbereitschaft in einzelnen Anwendungsfällen erforderlich wäre.

Wir empfehlen die Einführung **reduzierter Stromtarife** (Tarife, die durch die Flexibilitätsregulierung, also das Angebot einer Steuerung, günstiger werden (bspw. relevant reduzierte Leistungspreise)) und bei Bedarf einer Engpasssteuerung für Elektrolyseure (direkt oder über zeitlich flexible Stromnetztarife).

Die Sensitivitätsanalyse zur Befreiung von Netztarifen (Kapitel 4.4) belegt eine starke Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure, wenn sie in der Schweiz von Netztarifen gänzlich befreit sind. Dies wäre umfangreiche versteckte Förderung, wobei eine direkte Förderung von Elektrolyseuren neben der höheren Transparenz es auch besser vermeidet, dass der Endverbraucher auf Dauer belastet wird (versteckte Förderungen haben allerdings den „Charme“, nicht ausgewiesen und daher bei begrenztem Mittel bevorzugt zu werden). In Stunden mit hoher Netzlast in der Nähe des Elektrolyseurs, kann die zusätzliche Leistung für die Wasserstoffproduktion jedoch zu erhöhtem Netzausbaubedarf führen. Anstelle eines Netzausbaus könnte es hingegen wirtschaftlicher sein, die Leistung der Elektrolyseure zu begrenzen. Die Abwägung zwischen Netzausbau und Nutzung der Elektrolyseure als flexible Last hängt vor allem davon ab, wie häufig es zu Netzengpässen kommt - bei seltenen Engpässen wäre es günstiger die Flexibilität zu nutzen. Die Aktivierung der Flexibilität kann durch direkte Steuerung der Netzbetreiber erfolgen (ähnlich einer Rundsteuerung), wobei die Elektrolyseure als Gegenzug reduzierte Netztarife erhalten. Alternativ kann die Aktivierung der Flexibilität indirekt durch zeitlich variable Tarife erfolgen (in Stunden mit Engpässen werden die Netztarife höher gewählt, und Elektrolyseure zur Leistungsreduktion angeregt).

Zusammengefasst, ist das Beanreizen eines netzdienlichen Elektrolyseureinsatzes eine Lösung, welche Effizienzen hebt, und somit empfehlenswert ist. Eine vollkommene Netzentgeltbefreiung hat Nachteile, auch aus polit-ökonomischer Sicht. Zumindest sollte sie zeitlich begrenzt sein. Ebenso empfehlen wir die Einführung von **Zertifikaten bzw. Herkunftsnachweisen**.³¹ Diese sind eine

31

Diese Studie verwendet in Folge die Begriffe Zertifikat und Herkunftsnachweis synonym. Im Stromsektor wurde das System der Herkunftsnachweise teilweise als „Greenwashing“ kritisiert, weil der Zertifikatspreis für europäische Grünstromzertifikate durch ein hohes Angebot von relativ günstigen Grünstromzertifikaten aus z.B. Norwegen eher gering war bzw. ist. Es muss sich noch zeigen, ob auch ein zukünftiger Markt für grüne Wasserstoffzertifikate ähnliche Entwicklungen aufweisen wird.

Grundvoraussetzung, auch für viele nachfrageseitige Förderungen, da man auf Angebotsseite sicherstellen muss, dass der geförderte Verbrauch grün, oder zumindest CO₂ frei ist. Ausserdem kann so eine – ggf. vorhandene – höhere Zahlungsbereitschaft mancher Konsumenten für grünen Wasserstoff erst nutzbar gemacht werden. Das Herkunftsnachweissystem sollte auf jeden Fall so ausgestaltet sein, dass Zertifikate für grünen (oder anderen gewünschten Nachhaltigkeitseigenschaften entsprechenden) Wasserstoff verfügbar sind.

Gerade für die Phase des frühen Wasserstoffhochlaufs bis 2030, empfiehlt sich der Einsatz von **Investitionsförderungen** zum Anschlag der Schweizer Wasserstoffproduktion. In dieser frühen Phase des Marktes, werden voraussichtlich Elektrolyseure für die lokale Wasserstoffproduktion für z.B. den Anwendungsfall stoffliche Nutzung in der Industrie gebaut. Angebot und Nachfrage treffen sich in dieser Entwicklungsphase noch auf sehr lokalen Märkten. Elektrolyseurbetreiber riskieren in diesem illiquiden und lokalen Markt, dem jeweiligen Nachfrager ausgeliefert zu sein (captive supplier³²). Daher werden sie langfristige Lieferverträge mit Vergütung auf Vollkostenbasis mit den Abnehmern anstreben. Der so produzierte Wasserstoff ist jedoch hinsichtlich seiner Kosten in der Anfangsphase absehbar noch nicht konkurrenzfähig. Sofern die Nachfrageförderung die Zahlungsbereitschaft in dieser Anfangsphase nicht ausreichend erhöht (wie dies z.B. durch erst im Zeitablauf steigende CO₂-Preise der Fall sein kann) kommen langfristigen Lieferverträge nicht zustande. Investitionszuschüsse für die Pilotprojekte in der Wasserstoffproduktion können in dieser Anfangsphase eine Hürde für den Markthochlauf beseitigen, ohne hohe administrative Kosten, langfristige Förderverpflichtungen oder starke Verzerrungen des Marktwirkens nach sich zu ziehen.

Doppelauktionen für Supply Contracts fördern direkt die Produktion von Wasserstoff durch Überbrückung der Lücke zwischen Kosten und Zahlungsbereitschaft durch Fördergelder. Sie vermeiden dadurch Streuverluste (ungewünschte Anwendungen, Carbon Leakage), da Angebot und Nachfrage direkt zusammengeführt werden. Sie erscheinen jedoch insbesondere für die Startphase - in der Förderungen erforderlich sind - ungeeignet. So lange die Wasserstofftransportinfrastruktur nicht ausgebaut ist, wären lokale Auktionen erforderlich, die absehbar auf illiquides Angebot und illiquide Nachfrage treffen werden. Zudem sind Organisation und Abwicklung dieser Auktionen – insbesondere im Lichte geringer Mengenbedarfe in der Startphase – absehbar aufwändig und die resultierenden Förderverpflichtungen immer langfristig.

6.3 Empfehlung und Roadmap

Aus den Vor- und Nachteilen der Fördersysteme ergibt sich die untenstehende Förder-Roadmap für die Wasserstoffproduktion.

Trotz des grundsätzlichen Fokus auf nachfrageseitige Massnahmen, empfiehlt sich eine Investitionsförderung für Pilotprojekte, bis die Kostenparität zu grauem Wasserstoff erreicht ist. Die oben

³²

Dies ist ein klassischer Fall des sogenannten "Hold-Up Problems". Wenn es noch keine ausreichenden Transportkapazitäten gibt, und somit der Wasserstoffmarkt lokal ist, sieht sich ein Investor in Elektrolyseure dem Risiko gegenüber, im begrenzten lokalen Markt wenigen oder gar nur einem Anbieter gegenüberzustehen. Da ein Investor dieses Risiko natürlich antizipiert, wird er vom Abnehmer feste langfristige Abnahmezusagen fordern, bevor er investiert. Später, wenn infolge einer besser ausgebauten Transportinfrastruktur der Markt bereits grösser und liquider ist, ist dieses Risiko in geringerem Ausmass gegeben.

präsentierten Modellierungsergebnisse deuten darauf hin, dass dies um 2030 der Fall sein wird (unterschiedliche Ergebnisse, abhängig von Szenario in Abbildung 10).

Tabelle 8: Förder-Roadmap Wasserstoffproduktion

		Massnahmen und deren Klassifizierung	
		Jetzt schon sinnvoll Zeithorizont: 0-2 Jahre („No Regret“)	Vorankündigung sinnvoll Zeithorizont: 2-5 Jahre („Forward Guidance“)
			Zuwarten sinnvoll Zeithorizont: 2-30 Jahre ("Value to Wait")
Wasserstoff- produktion	<p>Flexible Stromnetztarife</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ empfohlen, da sie Win-Win Situation zwischen Netzbetreiber und Elektrolyseur ermöglichen <p>Einführung von Wasserstoff-Herkunftsnachweisen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Basis für Nachfrageseitige Förderung ▪ Macht ggf. vorhandene höhere Zahlungsbereitschaft nutzbar <p>Investitionsförderung für Pilotprojekte: in der Anfangsphase bis Kostenparität zu grauem Wasserstoff erreicht ist.</p>	keine	Weitere Förderung, falls sich ein reiner Grenzkostenmarkt für Wasserstoff herausbildet.

Quelle: Compass Lexecon Analyse

7 Förderrahmen für die Nutzung grünen Wasserstoffs und synthetischer Treibstoffe im Strassenverkehr

7.1 Sektoranalyse

Der Sektor Strassenverkehr befindet sich bereits in einem starken Wandel, und wird sich in den nächsten Jahren weiter in Richtung Dekarbonisierung bewegen. Insbesondere werden die vorherrschenden mit fossilen Treibstoffen betriebenen Fahrzeuge, vor allem durch batterieelektrische Fahrzeuge, und ggf. von Wasserstofffahrzeugen oder auch durch mit Syn-Treibstoffen³³ betriebenen Fahrzeugen abgelöst.

Aktuell ist der Markt für Fahrzeuge und Treibstoffe global, und auf nationaler Ebene sehr stark durch Steuern beeinflusst. Im Falle einer stärkeren Verwendung von Wasserstoff als Treibstoff, wird der Wasserstoffmarkt zunächst stärkere lokale Komponenten aufweisen, bevor sich ein globalisierter Wasserstoffmarkt entwickelt. In der Schweiz sind hier in erster Linie die LSVA auf schwere Gütertransportfahrzeuge³⁴ und die Mineralölsteuer auf fossile Treibstoffe³⁵ zu nennen.

Das Carbon Leakage Risiko, also das Risiko einer Abwanderung von ökonomischer Aktivität ins Ausland, ist sehr gering, da die Nachfrage durch die Bevölkerung und die Betriebe der Schweiz gegeben ist. Die Nachfrage nach Transport innerhalb der Schweiz ist ihrem Wesen nach lokal, und wird daher nicht infolge höherer Transportkosten ins Ausland verlagert werden. Im Güterverkehr entfällt ein Grossteil des Transitverkehrs aus Kostengründen bereits heute auf ausländische Unternehmen, während Inlandtransporte aufgrund des Kabotageverbots nur von in der Schweiz immatrikulierten Fahrzeugen durchgeführt werden dürfen. Der Strassenverkehr wird relativ stark besteuert, da er sogenannte negative Externalitäten aufweist (z.B. Abgase und Lärm) – möglicherweise sind der Besteuerung jedoch Grenzen gesetzt, da Verkehr und Transport teilweise den Charakter eines Grundbedürfnisses haben.

Die Energieperspektiven sehen einen kontinuierlichen Hochlauf von FCEV LKW, FCEV, leichten Lieferfahrzeugen, FCEV-Bussen und FCEV PKW bis 2050 vor. Ab 2040 sehen sie auch einen schnellen Hochlauf von Syn-Fuels in allen vier Fahrzeugkategorien vor, wobei die Syn-Fuels insbesondere eine schnelle Dekarbonisierung des bestehenden Fahrzeugparks bewirken sollen.

³³ Ein Teil der mit Syn-Treibstoffen betriebenen Fahrzeuge wären mit hoher Wahrscheinlichkeit Hybridfahrzeuge.
³⁴ Fahrleistungsabhängige Abgabe für schwere Gütertransportfahrzeuge. Brennstoffzellen- und batterieelektrische Fahrzeuge sind bereits bisher von der LSVA ausgenommen, diese Ausnahme soll aber mit der Revision des CO₂-Gesetzes bis Ende 2030 befristet werden: [Klimapolitik: Bundesrat verabschiedet Botschaft zum revidierten CO₂-Gesetz \(https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-28680.html\)](https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-28680.html)

³⁵ Die Mineralölsteuer ist hauptsächlich für die Strassenfinanzierung gebunden. Brennstoffzellen- und batterieelektrische Fahrzeuge entrichten bisher keine vergleichbare Abgabe; bis 2030 soll jedoch eine solche Ersatzabgabe eingeführt werden: <https://www.astra.admin.ch/astra/de/home/themen/strassenfinanzierung/nachhaltige-finanzierung.html>

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden umfangreiche Analysen der Kostenlücken durchgeführt. Im Detail zeigt die Berechnung der Kostenlücken, welche für LKW, PKW und Busse in den untenstehenden Abbildungen dargestellt ist, dass die Nutzung von Syn-Fuels bis inklusive 2050 weitaus teurer als alle Alternativen sein wird. Dies gilt unabhängig der Fahrzeugklasse. So sind synthetische Treibstoffe bis zu 10-mal teurer als ihre fossilen Alternativen (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021a).

Kostenlücke LKW: Die Abbildung unten stellt diesen Kostenvergleich dar. Die rechnerische Kostenlücke impliziert, dass Brennstoffzellen-LKW ohne Förderung oder Steuererleichterung in einer Jahresbetrachtung bis 2050 knapp teurer als die Diesel-Variante sein werden. Für FCEV beträgt gemäss der Modellierung die Differenz in 2030 bis zu 16% und in 2050 noch 4%. Auch BEV-LKW (Strom) werden ab 2030 schon konkurrenzfähig, oder zumindest fast konkurrenzfähig sein. Da diese Vorausschau bis 2050 mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist, kann man auch sagen, dass sowohl FCEV-LKW, also auch BEV-LKW sich als die dominierende Technologie herausstellen könnten. Selbst wenn eine Kostenlücke verbleiben sollte, so könnte diese mit geringem administrativem Aufwand durch eine Beibehaltung der heute bereits geltenden Befreiung auf FCEV und BEV im Vergleich zu mit fossilen Kraftstoffen betriebenen Fahrzeugen (insbesondere der LSVA) geschlossen werden. Auch reduzierte Steuern und Abgaben sind eine Option (keine vollkommene Befreiung). Solche Steuererleichterung stellen eine Förderung dar. Alternativ zu einer Absenkung der Steuern auf FCEV-LKW oder BEV-LKW, könnte auch die Steuerbelastung auf Diesel erhöht werden.

Es macht bei dieser Empfehlung nur einen geringen Unterschied, ob sich ein Markt entwickelt, welcher Wasserstoff zu Vollkosten oder marginalen Kosten bepreist (siehe Diskussion zum zukünftigen Wasserstoffmarkt oben). Die Kosten von Wasserstoff-LKW im Jahr sind unter Wasserstoff-vollkostenbepreisung, sowie unter Wasserstoffmarginalkostenbepreisung angegeben.

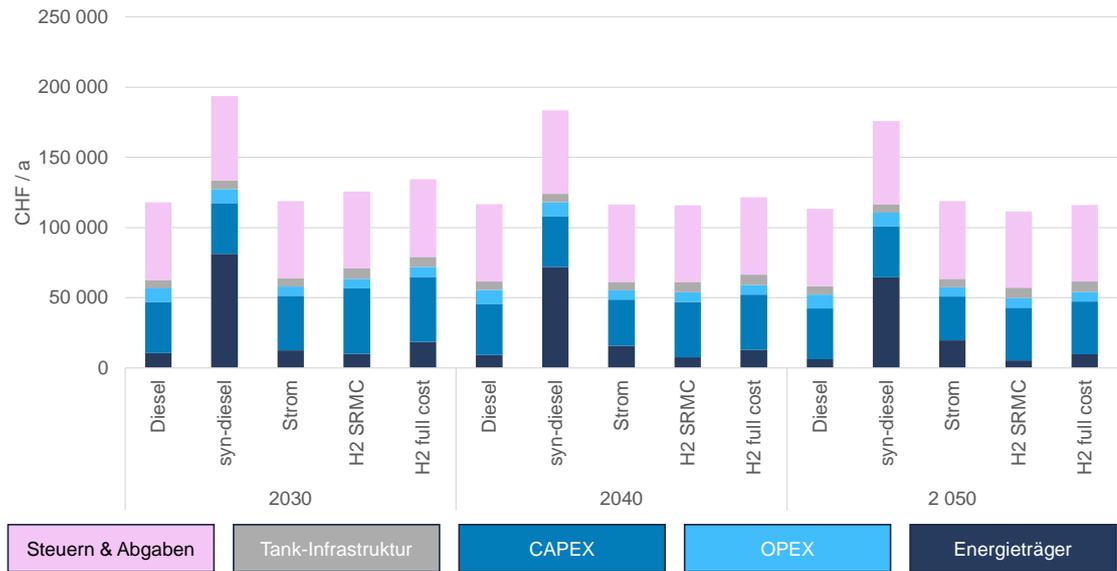
Ein ähnlicher Fall ist die Nutzung von wasserstoffbetriebenen leichten Nutzfahrzeugen. Auch hier könnten sich sowohl FCEV als auch BEV durchsetzen. Diese können ebenso durch eine Steuererhöhung auf Diesel und Benzin, als auch durch eine teilweise Steuern- und Abgabenbefreiung, bspw. eine (weitere) Reduktion der Fahrzeugsteuer, hinreichend gefördert werden und sind ab 2050 auch ohne Förderung konkurrenzfähig.

Die untenstehenden Zahlen basieren auf den Energieperspektiven 2050+. Es gibt auch Studien, welche eine schnellere Reduktion der Kosten von BEV-LKW vorhersagen (siehe Box unten). Insofern ist es möglich, dass eine direkte Elektrifizierung auch des LKW-Verkehr stattfindet. Ein interessanter zusätzlicher Aspekt bei der Abwägung zwischen BEV-LKW und FCEV-LKW sind die Strom-, bzw. die Wasserstoffkosten. In der unten angeführten Abbildung kann man sehen, dass die Stromkosten im Jahr 2050 höher als die Wasserstoffkosten liegen. Der hauptsächliche Treiber dieses Unterschieds sind die Netzkosten, welche im Falle von Strom-Verteilnetzen in Zukunft stark ansteigen werden. Auch bei den Wasserstoffkosten wurden Netzkosten in der Höhe der doppelten aktuellen Gasnetztarife berücksichtigt. An dieser Stelle würde sich weitere Forschung ggf. lohnen – so könnte untersucht werden, ob beim Laden von LKW tatsächlich die vollen Netzkosten anfallen müssen, in dem Sinne, dass man versuchen könnte, das Laden netzdienlich zu gestalten. Es könnte auch sein, dass die Infrastrukturkosten für vertankten Wasserstoff noch höher ausfallen als die doppelten aktuellen Gasnetztarife³⁶ – in diesem Fall wäre Wasserstoff wieder weniger wettbewerbsfähig.

³⁶

Im Rahmen der Modellierung der Netzkosten wurde angenommen, dass die Tarife von Wasserstoffnetzen doppelt so hoch (bezogen auf Energieeinheiten) sein werden, wie die aktuellen Gasnetztarife.

Abbildung 11: Vollkostenvergleich für einen einzelnen LKW pro Jahr



Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis der Kostenlückenmodellierung, Szenario Zero B

Anmerkung: Die Energieträgerkosten beinhalten auch die Kosten für die Netznutzung. Steigende Kosten der Strom Verteilnetznutzung stellen einen wesentlichen Treiber für die vergleichsweise hohen Energieträgerkosten für Batterie-LKW dar.

Kostenlücke PKW: Die Kostenlücke für PKW, wie in der Darstellung unten gezeigt, bleibt aufgrund der hohen Investitionskosten gemäss der Modellierung auch bis 2050 beträchtlich. Hierbei reicht eine Abgabenbefreiung nicht aus, um FCEV konkurrenzfähig zu machen. Vielmehr wären BEV die günstigere Dekarbonisierungsalternative, die absehbar ohne Förderung auskommt, da sie günstiger als die fossilen Alternativen – Diesel und Benzin PKW – ist. Für die Nischenanwendungen FCEV reicht ggf. die private Zahlungsbereitschaft. FCEV müssen daher nicht unbedingt gefördert werden. Zumal in der EU ein Schnellladenetz aufgebaut werden soll und in der Schweiz bereits teilweise besteht, was die Reichweitenprobleme bei BEV ggf. weitestgehend lösen wird.

Abbildung 12: Vollkostenvergleich für einen einzelnen PKW

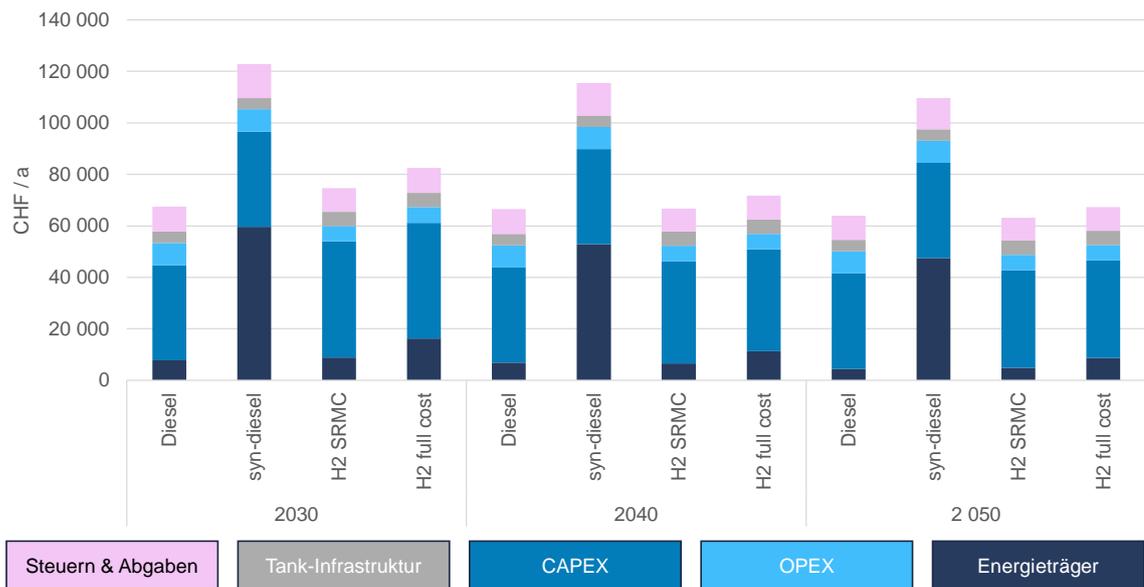


Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis der Kostenlückenmodellierung, Szenario Zero B

Die **Kostenlücke für Busse** ist nicht so ausgeprägt wie bei PKW und relativ gesehen höher als für LKW. Sie beträgt zunächst bis zu 25% und reduziert sich bis 2050 auf bis zu 8%. Daher, und da die Pauschale Schwerverkehrsabgabe (PSVA) niedriger als die LSWA ist, reicht eine Abgabenerfreierung erst ab 2040 aus, um die Kostenlücke zu schliessen.

Es ist davon auszugehen, dass auch bei Bussen insbesondere der batterieelektrische Antrieb dominieren wird.³⁷ Dies wird bspw. ersichtlich durch den Entscheid der Postauto AG, die Schweizer Postbusse bis spätestens 2040 komplett auf E-Mobilität zu transformieren (SRF 1, 2022).

Abbildung 13: Vollkostenvergleich für einen einzelnen Bus



Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis der Kostenlückenmodellierung, Szenario Zero B

Anmerkung: Batterieelektrische Busse sind eine weitere Alternative, die allerdings nicht Gegenstand der vorliegenden Betrachtung waren.

³⁷ Background dazu: Strategie des grössten Überlandbusbetreibers "Postauto" in der Schweiz: <https://www.srf.ch/news/schweiz/oev-der-zukunft-postautos-ab-2040-nur-noch-elektrisch>

Neuere Entwicklungen der Diskussion zu BEV und FCEV im Bereich LKW

Neben den auf den EP2050+ basierten Berechnungen der Kostenlücke, suggerieren verschiedene Veröffentlichungen eine frühere Kostenparität zwischen Diesel-betriebenen und batterieelektrischen Fahrzeugen bzw. Brennstoffzellenfahrzeugen. Bspw. hat Forbes bereits im März 2021 getitelt, dass die Gesamtbetriebskosten batterieelektrischer LKW in 2030 50% günstiger als von Diesel-LKW sein könnten (Forbes, 2021). Dabei beruft sich Forbes auf eine Studie von Phadke et al. von 2021, die 13% bis 25% niedrigere Gesamtbetriebskosten berechnet (Phadke, Khandekar, Abhyankar, Wooley, & Rajagopal, 2021), sowie auf weitere erwartete Kostendegressionen von Batteriezellen.

Auch errechnet eine Studie von Transport & Environment aus dem gleichen Jahr, dass die Gesamtbetriebskosten ab 2025 für batterieelektrische LKW günstiger als die fossile Variante sein werden (Transport & Environment, 2021). Darüber hinaus erwartet diese Studie im Basisfall ab 2030 eine Kostenparität zwischen den FCEV-LKW und Diesel-betriebenen LKW. Die Nutzung von synthetischen Treibstoffen bleibt im betrachteten Zeitraum signifikant höher als alle anderen Varianten. Weitere Studien mit ähnlichen Ergebnissen wurden auch in 2022 von TNO und vom International Transport Forum veröffentlicht (Tol, Frateur, Verbeek, Riemersma, & Mulder, 2022) (ITF, 2022).

Die Ursache der unterschiedlichen Ergebnisse zwischen diesen Studien und der hier vorliegenden Berechnung liegt in den Modellannahmen. So geht Phadke et al. z.B. von vgl. niedrigen Energieträgerkosten für BEV im Gegensatz zu Diesel-betriebenen Fahrzeugen aus. Auch unterscheiden sich die erwarteten Investitionskosten mitunter stark.

Durch diesen Vergleich zeigt sich die modellimmanente Unsicherheit von Szenario-Berechnungen. Aufgrund dessen sollte die Einführung von Fördermassnahmen für 2030 und danach stets auf die sich realisierenden Kostenentwicklungen abgestimmt sein.

Zusammenfassend ergibt sich folgendes Bild:

- Aufgrund der Besteuerung fossiler Treibstoffe ist Wasserstoff im Bereich LKW und leichte Nutzfahrzeuge möglicherweise bereits konkurrenzfähig, wenn es (teilweise und relativ zu fossilen Brennstoffen) von der LSVA und der Mineralölsteuer/Infrastrukturabgaben abgabebefreit bleibt. Es ist wichtig zu erwähnen, dass Wasserstoff nicht vollständig von Steuern befreit werden muss, sondern nur einen ausreichenden relativen Steuervorteil im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen braucht, um konkurrenzfähig zu sein. Wasserstofffahrzeuge können also trotzdem zur Finanzierung der Infrastruktur beitragen, auch die negativen Externalitäten von Wasserstofffahrzeugen können immer noch durch Steuern berücksichtigt werden.
- Die Kostenlücke bei Bussen ist relativ gering, sodass sie durch eine Erhöhung der Steuern auf fossile Treibstoffe und eine (relative) Abgabebefreiung auf Wasserstoff geschlossen werden kann.
- Es ist gut möglich, dass bei LKW, leichten Nutzfahrzeugen und Bussen jedoch nicht die Kostenlücke zwischen Diesel/Benzin und FCEV entscheidend sein wird, da BEV kostengünstiger oder zumindest gleichauf mit FCEV sein werden.
- Im Bereich PKW zeichnet sich ohnehin bereits ein Kostenvorteil für Batteriefahrzeuge ab.
- Syn-Treibstoffe sind generell in allen Vergleichen im Nachteil.

Die Kostenlücke, welche sich aus der Kostenlücke ergibt, wird unten in Abschnitt 12 näher ausgeführt.

Tabelle 9: Zusammenfassung Sektoranalyse Strassenverkehr

Strassenverkehr	
Marktaspekt	Bewertung
Marktdynamik	Markt für Treibstoffe und Fahrzeuge ist global ; auf nationaler Ebene starke Beeinflussung durch hohe Steuern ; der Markt für Wasserstoff als Treibstoff wäre zunächst eher lokal
Carbon Leakage Risiko	Nachfrage ist durch Bevölkerung und Betriebe in der Schweiz sowie im Güterverkehr durch gesetzliche Rahmenbedingungen gegeben, eher geringes Carbon Leakage Risiko
Grundbedürfnis Dilemma	Es handelt sich um ein Massenprodukt mit teilweisem Charakter eines Grundbedürfnisses
Technologiealternativen	Mobilität im Strassenverkehr wird alternativ durch fossil betriebene Verbrenner , mit Syn-Treibstoffen betriebene Verbrenner , batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Wasserstofffahrzeuge bereitgestellt
Markthochlauf	Kontinuierlicher Hochlauf zwischen jetzt und 2050 für LKW, Busse, PKW und leichte Lieferfahrzeuge
Kostenlücke	<ul style="list-style-type: none"> ▪ LKW und leichte Nutzfahrzeuge: aufgrund der Besteuerung fossiler Treibstoffe und Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor ist Wasserstoff möglicherweise Bereits konkurrenzfähig, wenn (teilweise) abgabenbefreit; ein Kostenvorteil für BEV könnte sich nach neueren Studien abzeichnen ▪ Busse: Kostenlücke sehr gering; ein Kostenvorteil für BEV könnte sich abzeichnen ▪ PKW: Kostenvorteil für BEV zeichnet sich ab ▪ Syn-Treibstoffe generell überall stark im Nachteil

Quelle: Compass Lexecon Analyse

7.2 Vor- und Nachteile Förderalternativen

Auf Basis der Analyse des Marktes und der Kostenlücken ergeben sich die folgenden Vor- und Nachteile der verschiedenen Förderoptionen:

- **PtL-Quoten:** könnten die bestehende Fahrzeugflotte dekarbonisieren, und würden ohne Anpassungen der Infrastruktur funktionieren. Darüber hinaus wäre dieses Ergebnis ohne direkte Kosten für die öffentliche Hand möglich. Eine Quote für Syn-Fuels würde die Belastung direkt an die Nachfrager weitergeben, welche aufgrund dessen ein erhöhten Preis für Benzin oder Diesel zahlen müssten. Der Nachteil ist, dass PtL absehbar eine der teuersten Alternativen darstellt, was für die Konsumenten vermeidbar hohe Kosten bedeuten würde. Ausserdem ist es noch nicht absehbar, inwiefern die benötigten Mengen an PtL-Treibstoffen zur Verfügung stehen werden. Ein weiterer Punkt ist, dass PtL-Treibstoffe eher keine Wertschöpfung in der Schweiz generieren werden, während Wasserstoff sehr wohl in der Schweiz hergestellt wird. Wenn man die Konsumenten höheren Kosten aussetzen will, so kann man auch die Steuern auf fossile Treibstoffe erhöhen, und somit Einnahmen für die öffentliche Hand generieren. Es empfiehlt daher, eine PtL-Quote von der ausreichenden und günstigen Verfügbarkeit von Syn-Treibstoffen abhängig zu machen.

- **CO2 Preis:** Eine Erhöhung des CO2 Preises ist eine ökonomisch effiziente Massnahme, welche für den Strassenverkehr ein geringes Carbon Leakage Risiko birgt. Durch die Erhöhung der Verursachungsgerechtigkeit ergeben sich ein gewünschter Lenkungseffekt sowie Einnahmen für die öffentliche Hand.
- **Steuerbefreiung für Wasserstoff und PtL und höhere Steuern auf fossile Treibstoffe:** Höhere Steuern auf fossile Treibstoffe hätten grundsätzlich die gleichen Vorteile wie ein höherer CO2 Preis, insbesondere würden sie die Wahl der Alternative technologisch offen lassen. Die oben gezeigte Analyse der Kostenlücken hat gezeigt, dass für LKW und Kleintransporter nur eine Steuersenkung auf Wasserstoff, und für Busse eine Steuererhöhung auf fossile Treibstoffe in Verbindung mit einer Steuersenkung auf Wasserstoff erforderlich ist, um die Anwendungsfälle grundsätzlich zu ermöglichen. Da fossile Treibstoffe mit der Mineralölsteuer bereits besteuert werden und eine Steuererleichterung für biogene Treibstoffe heute ebenfalls schon existiert, ist der Verwaltungsaufwand wahrscheinlich begrenzt. Die temporären Steuerreduktionen können später wieder durch Steuererhöhungen ausgeglichen werden – jedoch nicht zu früh, da sonst der Anreiz zum Umstieg auf Wasserstoff wieder verloren geht.
- **Betriebskostenförderungen (Zuzahlung für vertankten Wasserstoff):** Dies wäre ein starker Markteingriff, da die Nachfrage bzw. Zahlungsbereitschaft durch die Zuzahlung nach oben verzerrt wird und Wasserstoff gegenüber anderen Technologien strukturell bessergestellt werden würde. Ausserdem wäre damit ein hoher administrativer Aufwand verbunden, und die benötigten Mittel müssten aufgebracht werden. Eine Zuzahlung empfiehlt sich daher nicht.
- **Investitionszuschuss für Wasserstofffahrzeuge:** Falls das Marktsignal an Käufer von Wasserstoff-LKW, Transportern oder Bussen durch die Steuererleichterung nicht ausreicht, was z. B. der Fall sein kann, wenn die potenziellen Käufer noch weitere Risiken in Bezug auf Wasserstoff sehen, so können zusätzlich Investitionszuschüsse für Wasserstofffahrzeuge verwendet werden. Diese sind nicht so verzerrend wie Betriebskostenförderungen, und erlauben ausserdem eine Feinsteuerung der Förderungen zwischen den verschiedenen Förderungen für die Fahrzeuge.

Aus fiskalpolitischer Sicht fallen Kosten und administrativer Aufwand für den Staat an. Dafür entsteht kein zusätzlicher Druck auf die Lebenshaltungskosten, da Geld an die Fahrzeugnutzer fliesst.³⁸ Das Risiko einer Überförderung kann dadurch reduziert werden, dass **CAPEX-Unterschiede (Anschaffungskosten) direkt ausgeglichen** werden. Dieser direkte Ausgleich vermeidet es dann, CAPEX-Unterschiede über einen langen Zeitraum durch Steuererleichterungen oder sonstige Förderungen ausgleichen zu müssen.

Aktuell empfiehlt sich **kein Investitionszuschuss für Wasserstoff-PKW**, da diese Massnahme gegen die kostenmässig überlegenen batterieelektrischen Fahrzeuge anfordern würde, bzw. diese BEV ausreichen, um den Verkehrssektor zu dekarbonisieren.

38

Natürlich ist es so, dass die Kosten für die Investitionszuschüsse früher oder später wieder durch Steuereinnahmen oder sonstige staatliche Massnahmen refinanziert werden müssen, was auch Druck auf die Lebenshaltungskosten verursacht. Eine weiterführende Untersuchung dieser Effekte würde jedoch den Rahmen dieser Studie sprengen.

Tabelle 10: Fördersysteme für Wasserstoff in Strassenverkehr

Bewertung ▶ Massnahme ▼	(mikro)ökonomische Bewertung	Wirtschaftspolitische Bewertung	Fiskalpolitische Bewertung
PtL Quoten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dekarbonisierung der bestehenden Fahrzeugflotte ▪ "Zwang" zur Verwendung von PtL, welches ggf. nie wettbewerbsfähig wird 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PtL wird eher nicht in der Schweiz produziert, Wasserstoff schon ▪ Keine Anpassung der Infrastruktur erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Kosten für öffentliche Hand ▪ Schwer abschätzbarer Druck auf Lebenshaltungskosten ▪ Zusätzlicher Vollzugsaufwand
CO2 Preis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Effiziente Massnahme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strassenverkehr hat tendenziell eher wenig Carbon Leakage Risiko (ausser ggf. internationaler Schwerverkehr) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einnahmen für öffentliche Hand³⁹ ▪ Auswirkung auf Lebenshaltungskosten ▪ gewünschter Lenkungseffekt durch Verursachungsgerechtigkeit
Steuerbefreiung für Wasserstoff und PtL und höhere Steuern auf fossile Brennstoffe	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Förderung für Wasserstoff und PtL, ohne den Markt allzu stark durch Zuzahlungen bzw. Betriebskostenförderungen zu verzerren 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Für die Erreichung der wirtschaftspolitischen Ziele (Schweizer Wasserstoffwirtschaft und Einführung von Wasserstoff im Strassenverkehr) grundsätzlich geeignet 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kaum zusätzlicher Vollzugsaufwand ▪ Steuerausfälle ggf. mit Kompensation durch Lenkungsabgaben, Steuererhöhung später jedoch möglich
Betriebskostenförderung (Zuzahlung für vertankter Wasserstoff)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Starker Markteingriff (Verzerrt Wasserstoffpreis nach oben, und stellt Wasserstoff ggü. Anderen Technologien besser) 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe fiskalische Kosten ▪ Ggf. hoher zusätzlicher Vollzugsaufwand
Investitionszuschuss für Wasserstofffahrzeuge	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Weniger starke Verzerrung als Betriebskostenförderung ▪ Vorsicht, wo BEV bereits überlegen nicht „gegen den Markt“ fördern ▪ Klares Signal an Käufer von Wasserstoffbussen und LKW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Feinsteuerung zwischen LKW, PKW und Bussen möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fiskalpolitische Kosten und Steuerfinanzierung ▪ Kein/Reduzierter Druck auf Lebenshaltungskosten ▪ Hoher Vollzugsaufwand ▪ Kann Risiko der Überförderung reduzieren, weil gezielt CAPEX-Unterschiede aufgefangen werden können

Quelle: Compass Lexecon Analyse

7.3 Empfehlung und Roadmap

Die untenstehende Abbildung fasst unsere Empfehlung zusammen, und stellt diese als Förder-Roadmap dar.

Die folgenden Massnahmen erscheinen bereits jetzt sinnvoll („No-Regret“).

- Steuererhöhungen für fossile Brennstoffe erscheinen sinnvoll, da diese technologieneutral in Bezug auf die dann zu verwendenden Alternativen sind, Einnahmen generieren und wünschenswerte Steuerungswirkungen entfalten.
- Bei PKW zeichnet sich aktuell ein Kostenvorteil für BEV ab, sodass Investitionsförderungen für Wasserstoff-PKW nicht sinnvoll erscheinen.

In Bezug auf die folgenden Massnahmen ist in jedem Fall ein Zuwarten sinnvoll:

- Die zukünftige Kostenentwicklung von BEV-LKW im Vergleich zu FVEC-LKW erscheint aktuell noch unsicher.
- Gerade für Wasserstoff-LKW, leichte Lieferfahrzeuge und Busse, würde sich eine relative Senkung der Steuern im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen anbieten, um die Technologien ohne zusätzlichen administrativen Aufwand im Vergleich zu Diesel konkurrenzfähig zu machen.⁴⁰ Eine solche Massnahme müsste jedoch mit entsprechenden Erleichterungen für BEV kombiniert werden, um nicht einer Technologie (FCEV) einen ungerechtfertigten Wettbewerbsvorteil gegenüber einer anderen, möglicherweise auch konkurrenzfähigen Technologie (BEV) zu geben.
- Sofern sich bei LKW, leichten Lieferfahrzeugen oder Bussen eine ähnliche Situation wie bei den PKW einstellen, nämlich dass BEV zur dominierenden Technologie werden, so sollten analog zu unserer Empfehlung für PKW, die Förderungen eingestellt oder gar nicht erst gestartet werden.
- Ergänzend können, wo notwendig, Investitionsförderungen verwendet werden, um die Investitionsentscheidungen entsprechend zu beeinflussen. Gerade bei Bussen, wo auch im Falle einer Steuererleichterung noch eine Kostenlücke verbleibt, wäre dies ggf. sinnvoll.
- Durch eine gezielte Kombination von Steuererleichterungen und Investitionsförderungen, kann die Förderhöhe and die jeweilige Kostenlücke bei LKW, leichten LKW und Bussen angepasst werden, sodass die Streuverluste der Förderung gering gehalten werden können. Sollte man sich für so ein Fördermix entscheiden, so soll die Technologiekonkurrenz zwischen FCEV und BEV offengehalten werden.
- Es ist im Moment noch nicht absehbar, ob die bestehende und sich entwickelnde Marktdynamik sowie die oben beschriebenen Förder- und Anreizsysteme für eine vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors bis 2050 ausreichen werden. Sofern und sobald absehbar ist, dass dieses Ziel nicht erreichbar ist, kann mit der Einführung einer – im Zeitablauf auf 100% steigenden – Quote für Syn-Treibstoffe auch der verbleibende Bestand an Fahrzeugen mit

³⁹ Wir verstehen, dass in der Schweiz die CO₂-Abgabe auf Brennstoffe eine sogenannte Lenkungsabgabe ist, und die Einnahmen somit an Bevölkerung und Wirtschaft rückverteilt werden. So gesehen, kann man nicht direkt von Einnahmen sprechen, wenngleich die Geldmittel zur Verstärkung der Lenkungswirkungen in beschränktem Umfang zweckgebunden werden können.

⁴⁰ Es ist anzumerken, dass Wasserstoff nicht vollständig von Steuern befreit werden muss, sondern nur einen ausreichenden Steuervorteil im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen braucht, um konkurrenzfähig zu sein. Wasserstofffahrzeuge können also trotzdem zur Finanzierung der Infrastruktur beitragen, auch die negativen Externalitäten von Wasserstofffahrzeugen können immer noch durch Steuern berücksichtigt werden.

Verbrennungskraftmotoren sukzessive dekarbonisiert werden. Teilweise erfolgt die Dekarbonisierung dabei durch den von teuren Syn-Treibstoffen ausgehenden Kostendruck. Ausserdem ist noch nicht klar, in welchem Umfang und zu welchem Preis Syn-Fuels tatsächlich zur Verfügung stehen werden. Entsprechend erscheint hier auf jeden Fall ein Zuwarten sinnvoll.

Tabelle 11: Förder-Roadmap Strassenverkehr

	Massnahmen und deren Klassifizierung		
	Jetzt schon sinnvoll Zeithorizont: 0-2 Jahre („No Regret“)	Vorankündigung sinnvoll Zeithorizont: 2-5 Jahre ("Forward Guidance")	Zuwarten sinnvoll Zeithorizont: 2-30 Jahre ("Value to Wait")
Wasserstoff und syntheti- sche Treib- stoffe im Strassenver- kehr	<p>Höhere Steuern für fossile Treibstoffe</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologieneutral in Bezug auf Alternative (BEV, Wasserstoff) 	—	<p>Quoten für Syn-Treibstoffe</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ zur Dekarbonisierung von ggf. verbleibenden Restbeständen an Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmotoren <p>Relative Steuererleichterung für grünen Wasserstoff (im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen)</p> <p>Technologieneutrale Investitionszuschüsse für Fahrzeuge mit dekarbonisierter Technologie</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ In Segmenten in denen ungefordert keine der dekarbonisierten Technologien zum Einsatz kommt. ▪ Ergänzende Förderung, wo notwendig, jedoch kein Fördern „gegen den Markt“ (insbesondere BEV)

Quelle: Compass Lexecon Analyse

8 Förderrahmen für die Nutzung synthetischer Treibstoffe in der Luftfahrt

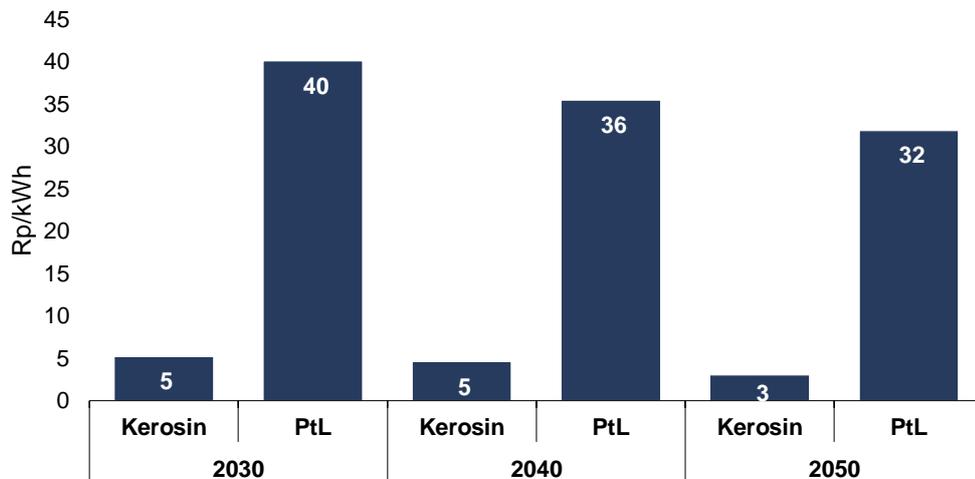
8.1 Sektoranalyse

Die Dekarbonisierung der Schweizer Luftfahrt wird den Energieperspektiven zufolge unter anderem durch die Nutzung von synthetischem Kerosin nach 2040 umgesetzt.⁴¹ Besonders das Marktsegment der Umsteigepassagiere steht dabei in Konkurrenz zu anderen Flughäfen im Ausland, was zu einem starken Carbon Leakage Risiko führt. Ein weiterer Mechanismus des Carbon Leakage Risikos im Flugverkehr ist das sogenannte Tankering. Tankering bedeutet, dass Flugzeuge mehr Treibstoff mitführen, als sie für den Hinflug brauchen, um von günstigeren Kerosinpreisen im Abflugflughafen zu profitieren. Daher sollten die Massnahmen international möglichst weiträumig koordiniert werden. Der Markt für Kerosin ist aktuell global, und auch der Markt für Syn-Kerosin wird höchstwahrscheinlich global sein. Eine Produktion in der Schweiz gilt als unwahrscheinlich. Die Kostenlücke zwischen Syn-Kerosin und Kerosin ist absehbar sehr hoch. Fliegen hat nicht den Charakter eines Grundbedürfnisses, sodass verteilungspolitische Abwägungen nur in begrenztem Umfang getroffen werden müssen.

Die EP 2050+ gehen davon aus, dass synthetisches, wasserstoffbasiertes Kerosin (Power-to-Liquid – PtL) über die Jahre günstiger wird. Die Kosten von Syn-Kerosin werden dennoch etwa 10-mal so hoch erwartet, wie die Kosten fossilen Kerosins. Entsprechend müsste hier der CO₂-Preis enorm sein, um diese Kostenlücke zu füllen.

⁴¹ Perspektivisch könnten Flugzeuge zukünftig auch mit reinem Wasserstoff anstatt mit Syn-Kerosin betrieben werden. Die Umwandlungsverluste bei der Herstellung von Syn-Kerosin aus Wasserstoff fallen dann weg. Jedoch ist die Technologie noch im Prototypenstadium. Ausserdem ist die Energiedichte von Wasserstoff zwar in Relation zum Gewicht hoch, jedoch in Relation zum Volumen gering. Noch ist daher nicht klar, wie weit die Anwendung im Flugverkehr gehen kann. Auch batteriebetriebene Flugzeuge könnten eine Alternative darstellen, aktuell ist das Verhältnis von Energiedichte zu Gewicht jedoch noch nicht optimal.

Abbildung 14: Kostenvergleich der Energieträger für die Luftfahrt (in Rp/kWh)



Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis von Daten der EP 2050+

Tabelle 12: Zusammenfassung Sektoranalyse Luftfahrt

Einsatz von Syn-Kerosin in der Luftfahrt	
Marktaspekt	Bewertung
Marktdynamik	<ul style="list-style-type: none"> Flughäfen konkurrieren stark um Umsteigepassagiere, und weniger stark um lokale Passagiere, welche entweder von Zürich aus fliegen oder nach Zürich reisen Syn-Kerosin wird aus dem Ausland in die Schweiz importiert
Carbon Leakage Risiko	<ul style="list-style-type: none"> Das Risiko eines Ausweichens der Nachfrage ist bei Umsteigepassagieren sehr stark, und im Falle von lokaler Nachfrage eher begrenzt Durch Tankering gibt es auch bei nicht-Umsteigepassagieren ein Carbon Leakage Risiko
Grundbedürfnis Dilemma	In geringerem Umfang letztendlich jedoch eine verteilungspolitische Abwägung
Technologiealternativen	Noch keine Alternativen in bedeutendsten Bereichen (Mittel- und Langstreckenflüge)
Markthochlauf	Gemäss EP 2050+ Einsatz von Syn-Kerosin erst ab 2045 – dann jedoch in erheblichen Mengen; es ist jedoch grundsätzlich möglich, im Gegensatz zu den Energieperspektiven geringere Syn-Kerosin Quoten schon früher einzuführen
Kostenlücke	Syn-Kerosin ist absehbar bis 2050 erheblich teurer als fossiles Kerosin

Quelle: Compass Lexecon Analyse

8.2 Vor- und Nachteile Förderalternativen

Die Vor- und Nachteile der verschiedenen Förderalternativen für Syn-Kerosin stellen sich folgendermassen dar:

- **PtL Quoten (bzw. SAF Quoten):** sind grundsätzlich nicht technologieneutral, was jedoch nicht stark ins Gewicht fällt, weil es auf absehbare Zeit keine alternativen Technologien zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs gibt. Die aktuell in der Schweiz geplante Beimischpflicht wird eigentlich eine SAF (Sustainable Aviation Fuel) Quote bedeuten. SAF umfasst sowohl PtL, welches auf Wasserstoff basiert, als auch biogene Flugtreibstoffe.⁴² Da die Quote durch verschiedene technische Alternativen erfüllt werden kann, ergibt sich innerhalb der Quote also eine Technologieneutralität in Bezug auf die Wahl des SAF. Dieses Thema wird gerade auch auf europäischer Ebene intensiv diskutiert, wobei es hierbei unter anderem um Probleme der Konkurrenz von biogenen Treibstoffen zur Nahrungsmittelproduktion, sowie um Sub-quoten für Syn-Kerosin geht, damit zeitgerecht ein Hochlauf der Syn-Kerosin Produktion stattfindet.⁴³

Eine schrittweise Emissionsreduktion der bestehenden Flotte kann auf diese Weise planbar und ohne eine zusätzliche finanzielle Belastung des Staatshaushalts umgesetzt werden. Der Aufbau einer entsprechenden Administration und eines Herkunftsnachweissystems wären erforderlich, da man für die Durchsetzung der Quote zwischen fossilem und synthetischem Kerosin unterscheiden können muss. Wenn die entsprechende Kostenerhöhung für Konsumenten politisch als vertretbar eingestuft wird, so sind PtL Quoten eine praktikable Lösung, da im Gegensatz zu Syn-Treibstoffen im Fahrzeugbereich keine Alternativen bestehen, und auch weniger verteilungspolitische Bedenken. Allerdings muss der zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energiebereitstellung berücksichtigt werden.

Das Carbon Leakage Risiko ist ein Thema, und muss entweder durch internationale Koordination gelöst, oder in Kauf genommen werden.

Wenn es gelingt, die PtL Quote für Kerosin im Gleichschritt mit anderen europäischen Ländern einzuführen, so bestünde ein geringeres Risiko einer Abwanderung der Umsteigepassagiere. Idealerweise sollte eine PtL Quote für Kerosin natürlich weltweit koordiniert eingeführt werden – dies erscheint jedoch unwahrscheinlich. Für lokale Passagiere, welche entweder von Zürich aus fliegen, oder nach Zürich reisen, ist das Carbon Leakage Risiko ohnehin gering.

Da sowohl die Kostenlücken zwischen Syn-Kerosin und fossilem Kerosin, als auch die benötigten Mengen an Syn-Kerosin hoch sind, wären die Kosten von PtL-Quoten grundsätzlich ebenso hoch, wie die von Betriebskostenförderungen und PtL Supply contracts (siehe die folgenden Absätze). Es ist zu erwarten, dass die Airlines sich um eine effiziente Beschaffung bemühen werden, wenn sie Syn-Kerosin im Rahmen einer PtL Quote selber beschaffen müssen, und eine günstige Beschaffung einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Airlines bringen kann. Darüber hinaus fallen die Kosten dann direkt bei den Airlines und den Konsumenten an, und belasten den Staat nicht.

- **CO2 Abgaben oder eine Steuer auf fossiles Kerosin:** Eine Erhöhung der Belastung auf fossiles Kerosin erscheint grundsätzlich denkbar (Steuerungswirkung, Steuereinnahmen), ist jedoch aufgrund internationaler Abkommen zur Steuerfreiheit von Kerosin schwierig umzusetzen. Insbesondere kann eine Steuer (bzw. Lenkungsabgabe) auf fossiles Kerosin, in Verbindung mit

⁴² Bundesamt für Zivilluftfahrt (BATL) (2022): Bericht des BAZL betreffend die Förderung der Entwicklung und des Einsatzes von nachhaltigen Flugtreibstoffen, (https://www.bazl.admin.ch/bazl/de/home/themen/bazl_vorstellung/medien/Medienmitteilungen.msg-id-92234.html)

⁴³ ReFuelEU Aviation initiative: Summary of the Commission proposal and the Parliament's draft committee report ([https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/729457/EPRS_BRI\(2022\)729457_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/729457/EPRS_BRI(2022)729457_EN.pdf))

einer Steuerbefreiung für Syn-Kerosin, den Umstieg fördern. Es ist jedoch sehr unwahrscheinlich, dass eine Steuer auf fossiles Kerosin die Verwendung von Syn-Kerosin über die Quote hinaus erhöhen würde, ausser fossiles Kerosin wird durch die Steuer teurer als Syn-Kerosin (dann wäre der Effekt jedoch wiederum dem einer Quote vergleichbar). Der Effekt läge in einem Nachfragerückgang nach Flügen (durch einen Umstieg auf z.B. Züge wo möglich), sowie in zusätzlichen Steuereinnahmen. Die Frage nach dem Carbon Leakage Risiko, sowie nach verteilungspolitischen Fragen hängt von verschiedenen Faktoren wie bspw. Zugstreckenalternativen und Reisezwecken ab.

- **Betriebskostenförderung:** Eine Betriebskostenförderung für Syn-Kerosin hätte ggf. nicht-erwünschte Lenkungseffekte, da man das Flugaufkommen durch die durch die Förderung reduzierten Preise erhöhen würde. Ausserdem ergäben sich infolge der hohen Kostenlücke in Kombination mit den grossen Mengen hohe Kosten (siehe Kapitel 12). Es würden sich zudem Komplexitäten bei der Berechnung der Förderhöhe, sowie einer möglichen Nicht-Weitergabe an die Konsumenten stellen.
- **Syn-Kerosin Supply Contracts:** hätten grundsätzlich auch die Nachteile, die eine Betriebskostenförderung für Syn-Kerosin hat, mit dem Unterschied, dass die Festlegung der Förderhöhe im Falle einer wettbewerblichen Auktion kein Problem darstellen würde. Durch diese wettbewerbliche Ausschreibung könnten sich die Förderkosten reduzieren – auch Supply Contracts hätten im Fall von Syn-Kerosin jedoch eine erhebliche Kostenlücke zu decken (siehe Kapitel 12).

Tabelle 13: Komparative Analyse Fördersysteme für Syn-Kerosin in der Luftfahrt

Bewertung Massnahme	(mikro-)ökonomische Bewertung	Wirtschaftspolitische Bewertung	Fiskalpolitische Bewertung
PtL Quoten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht technologie-neutral (SAF Quote ist jedoch in Bezug auf PtL und biogenes Kerosin technologie-neutral) ▪ Hohe Planbarkeit des Markthochlaufs 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei mit Nachbarn un-abgestimmter Quote: Carbon Leakage Risiko ▪ Emissionsreduktion im Luftfahrtbereich sichergestellt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Belastung des Staatshaushalts ▪ Grundsätzlich eher geringe administrative Kosten ▪ Herkunftsnachweissystem für Syn-Kerosin erforderlich ▪ Kostenerhöhung politisch eher erwünscht, aber ggf. verteilungspolitisches Thema
CO2 Abgaben bzw. Steuer auf fossiles Kerosin (im Gleichklang mit anderen Sektoren)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologie-neutral ▪ Internalisierung Kosten fossiles Kerosin grundsätzlich ökonomisch effizient 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei mit Nachbarn un-abgestimmtem CO2-Preis: Carbon Leakage Risiko ▪ Emissionsreduktion grundsätzlich – aber nicht zwingend sofort in der Luftfahrt sichergestellt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einnahmen für den Staat⁴⁴ ▪ Grundsätzlich geringe administrative Kosten, ▪ Herkunftsnachweissystem für Syn-Kerosin erforderlich ▪ Kostenerhöhung politisch eher erwünscht, aber verteilungspolitisches Thema
Betriebskostenförderung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht Technologie-neutral (jedoch keine alternativen Technologien) ▪ Reduziert Belastung für Airlines & Kunden ▪ Förderhöhe ggf. komplex festzusetzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Carbon Leakage Risiko Gefahr 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Kosten ▪ Langfristig ausgelegtes Fördersystem erforderlich
Doppelauktionen für Syn-Kerosin Supply Contracts	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht Technologie-neutral (jedoch keine alternativen Technologien) ▪ Reduziert Belastung für Airlines & Kunden ▪ Stärkt Wettbewerb um Bereitstellung von Syn-Kerosin 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Carbon Leakage Risiko Gefahr ▪ Gute Steuerbarkeit bei Hochlauf der Syn-Kerosin Nutzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Kosten

Quelle: Compass Lexecon Analyse

8.3 Empfehlung und Roadmap

Für die Dekarbonisierung der Luftfahrt im Sinne der EP 2050+ durch Syn-Kerosin empfiehlt sich die Einführung einer **ansteigenden Syn-Kerosin Quote** (bzw. SAF-Quote). Diese kann sicherstellen, dass trotz der grossen Kostenlücke in Syn-Kerosin (bzw. SAF) investiert wird, ohne die Flugpreise abrupt zu erhöhen. Um Carbon Leakage Risiken möglichst zu vermeiden, als auch um die hinreichende Effektivität der Massnahme sicherzustellen, empfiehlt sich eine möglichst weitreichende **internationale Koordination** der Massnahme.

Auf Grund der hohen Kostenlücke kann eine Steuer auf fossiles Kerosin realistischerweise nicht so hoch angesetzt werden um eine Nutzung von Syn-Kerosin anzureizen. Somit würde die Steuer nur durch Steuerungseffekte (weniger Flüge) wirken und das Steueraufkommen erhöhen. Der Steuerungseffekt würde aber auch durch die Syn-Kerosin-Quote eintreten und die Mehrausgaben der Fluggäste würden direkt in die Nutzung von (mehr) Syn-Kerosin fliessen.

In Bezug auf die Zeitachse, kann eine geringe Syn-Kerosin Quote (bzw. SAF-Quote) umgesetzt werden, sobald ein ausreichendes Angebot an Syn-Kerosin gesichert erscheint. Eine weitere Erhöhung der Quote kann dann in Abstimmung mit Nachbarländern erfolgen.

Tabelle 14: Förder-Roadmap Syn-Kerosin in der Luftfahrt

Massnahmen und deren Klassifizierung			
	Jetzt schon sinnvoll Zeithorizont: 0-2 Jahre („No Regret“)	Vorankündigung sinnvoll Zeithorizont: 2-5 Jahre („Forward Guidance“)	Zuwarten sinnvoll Zeithorizont: 2-30 Jahre („Value to Wait“)
Syn-Kerosin in der Luftfahrt	Syn-Kerosin-Quote (bzw. SAF-Quote) für in der Schweiz verkauftes Kerosin <ul style="list-style-type: none"> Zur Limitierung vom Carbon Leakage Risiko (z.B. durch die Nutzung ausländischer Flughäfen) sollte die Quote an jene der EU angelehnt sein (ggf. Abweichungen im Rahmen der Nachfrageelastizität) 	Erhöhung der Syn-Kerosin-Quote im Zeitablauf <ul style="list-style-type: none"> Die Gewissheit über eine im Zeitablauf steigende Syn-Kerosin Quote macht den erforderlichen Markthochlauf planbarer 	keine

Quelle: Compass Lexecon Analyse

44

Wir verstehen, dass in der Schweiz der CO2 Preis eine sogenannte Lenkungsabgabe ist und die Einnahmen somit direkt an Bevölkerung und Wirtschaft rückverteilt werden. So gesehen, kann man nicht direkt von Einnahmen sprechen, wenngleich die Geldmittel wahrscheinlich trotzdem einen politischen Gestaltungsspielraum eröffnen, wie es bei Steuereinnahmen der Fall ist.

9 Förderrahmen für die Nutzung synthetischen Methans in der Wärmeproduktion

9.1 Sektoranalyse

Synthetisches Methan kann für die Bereitstellung von Niedrig- und Hochtemperaturwärme genutzt werden. Die direkte Nutzung von Wasserstoff in der Industrie (v.a. in Hochtemperaturwärmeanwendungen) wurde nicht untersucht, da wir wie eingangs erwähnt auf den EP2050+ aufbauen. Während beide Fälle absehbar erst nach 2040 auftreten werden, ist die Wahrscheinlichkeit für einen Bedarf im Niedrigtemperatursegment relativ niedrig, da hier eine Reihe erprobter Alternativen existieren. Im Falle der Niedertemperaturwärme/Raumwärme sind dies Biomasse/Biomethan, Geothermie und Wärmepumpen sowie WKK. Im Falle der Hochtemperaturwärme sind dies die direkte Verwendung von Strom, Hochtemperaturwärmepumpen, Biomethan und grüne Wasserstoff.

Tabelle 15: Zusammenfassung Sektoranalyse Wärme

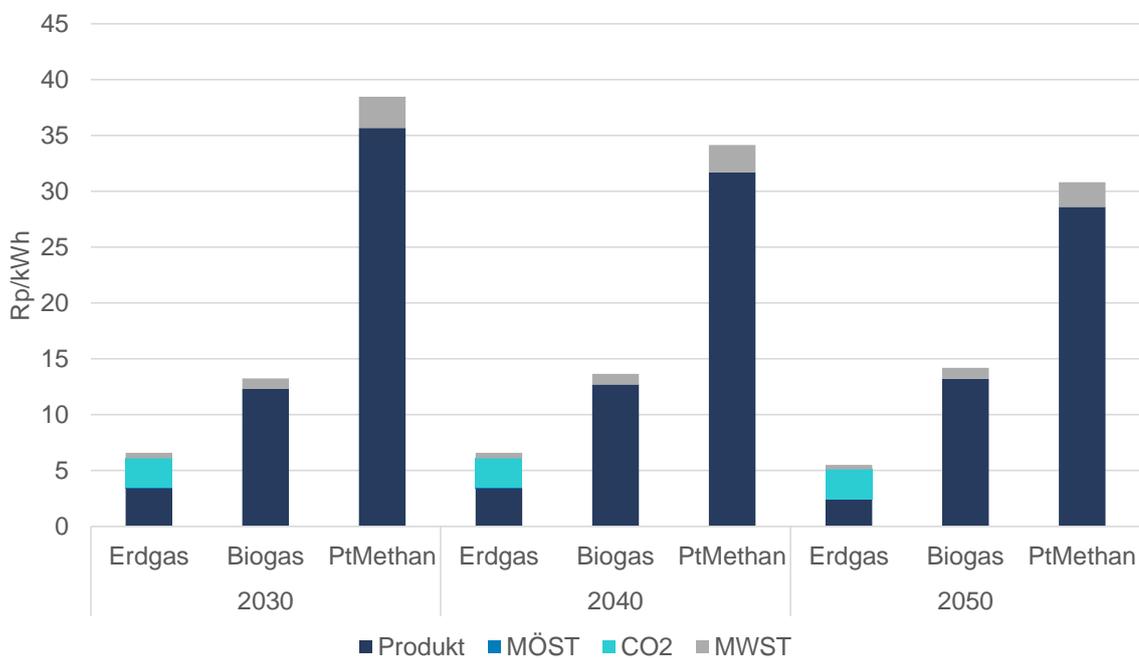
Einsatz von Syn-Methan im Wärmesektor		
Kriterium	Bewertung Niedertemperaturwärme	Bewertung Hochtemperaturwärme
Carbon Leakage Risiko	Nicht relevant	Sehr relevant
Grundbedürfnis Dilemma / Industriepolitik	<ul style="list-style-type: none"> Raumwärme ist Grundbedürfnis Fraglich ob und in welchem Umfang es mit Syn-Methan gedeckt werden wird, da es umfangreiche Alternativen gibt 	In gewissen industriellen Prozessen kann es ggf. industriepolitisch gewünscht sein, tatsächliche Nutzung sicherzustellen, um Abwanderung der Industrie zu vermeiden
Technologie-alternativen	<ul style="list-style-type: none"> Alternativen verfügbar (Biomasse, Biomethan, Wärmepumpen, Geothermie, WKK) Erhebliche Unsicherheit hinsichtlich des Bedarfs an Syn-Fuel für Niedertemperaturwärme 	Grundsätzlich Alternativen (direkte Verwendung von Strom, Hochtemperaturwärmepumpen, Wasserstoff, ggf. Biomethan)
Markthochlauf	Es gibt Szenarien der EP 2050+ die ohne die Nutzung von Syn-Methan auskommen → Indikation für die technologische Unsicherheit	
	Szenario Zero B: Nutzung Syn-Methan ab 2035, bis 2050 in erheblichen Mengen	Szenario Zero B: Nutzung Syn-Methan ab 2040.
Kostenlücke	Syn-Methan ist absehbar bis 2050 erheblich teurer als Erdgas	

Quelle: Compass Lexecon Analyse

Die Kostenlücke zwischen Syn-Methan und Erdgas kann aufgrund der gleichen Infrastruktur und Anwendungsfälle rein anhand der Energieträgerkosten identifiziert werden. Addiert man die derzeit anfallenden Steuern und Abgaben auf Erdgas und Syn-Methan (d.h. die Mehrwertsteuer für beide Energieträger und zusätzlich für Erdgas die Mineralölsteuer und CO₂-Abgabe), beträgt die Kostenlücke in etwa 25 Rp/kWh. Syn-Methan wäre also etwa **fünffmal so teuer** wie die fossile Alternative Erdgas.

Aus diesem Grund denken Industrieunternehmen aktuell über den Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff direkt nach, ohne den Umweg über die Methanisierung von Wasserstoff zu gehen, welcher Umwandlungsverluste bedeutet.⁴⁵ Wie in Abbildung 8 oben zu sehen ist, sind die Kostenlücken in diesem Fall wesentlich geringer, wenngleich dann auch Kosten für die Umstellung der Anlagen auf Wasserstoff anfallen.

Abbildung 15: Kostenlücke des Syn-Methaneinsatzes im Wärmesektor



Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis der EP 2050+ und (Eidgenössische Steuerverwaltung, 2022) (Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit, 2022)

9.2 Vor- und Nachteile Förderalternativen

Die Vor- und Nachteile der zur Verfügung stehenden Förderalternativen stellen sich folgendermassen dar:

- **Syn-Methan Quoten:** sind nicht technologieneutral, was im Wärmebereich, wo viele Alternativen zur Verfügung stehen, ein gravierender Nachteil ist. Es bestünde ein hohes Risiko ineffizienter Verwendungen. Darüber hinaus bestünde ein Carbon Leakage Risiko durch mögliche Abwanderungen von energieintensiven Industriezweigen.

⁴⁵

Dies wurde Compass Lexecon durch das BFE mitgeteilt, welches regelmässig im Austausch mit Industrieunternehmen steht.

- **CO₂ Abgaben oder eine Steuer auf fossiles Erdgas** lassen es den Verbrauchern offen, welche CO₂ freien Alternativen sie wählen (Technologieneutral). So gesehen ist diese Massnahme nicht unbedingt eine Förderung für Syn-Methan. Ein Carbon Leakage Risiko besteht, ebenso wie gewisse administrative Kosten. Technologieneutralität, eine erwünschte Lenkungswirkung, und Steuereinnahmen lassen die Massnahme grundsätzlich empfehlenswert erscheinen, auf jeden Fall im Bereich der Niedertemperaturwärme, da dort ein geringes Carbon Leakage Risiko besteht.
- Eine **Betriebskostenförderung** von Syn-Methan wäre verzerrend, teuer und administrativ aufwendig, und ist daher – ausser in Ausnahmefällen - nicht zu empfehlen. Selbst dann empfiehlt sich jedoch eine Förderung von CO₂-freiem Methan, also von entweder Biomethan oder Syn-Methan.
- **Doppelauktionen für Supply Contracts für Syn-Methan** sind im Prinzip auch verzerrend und teuer, jedoch ggf. für spezifische grössere Nutzer denkbar, wenn a) keine anderen Alternativen zu Dekarbonisierung bestehen, und b) ein Carbon Leakage Risiko besteht, welches hintangehalten werden soll. Ein Beispiel für so einen Fall wäre eine Produktionsstätte für Pharmaprodukte, welche aus irgendwelchen Gründen nicht auf eine Verwendung von z.B. Strom umstellen kann, und welche im kontrafaktischen Fall (also im Fall ohne die Unterstützung) die Schweiz verlassen würde. Für solche Fälle wäre offensichtlich eine Einzelfallprüfung erforderlich, welche dann auch mögliche technologische Alternativen sowie beihilfenrechtliche Fragen berücksichtigen müsste.

Tabelle 16: Komparative Analyse Fördersysteme für Syn-Methan zur Wärmeproduktion

Bewertung Massnahme	(mikro-)ökonomische Bewertung	Wirtschaftspolitische Bewertung	Fiskalpolitische Bewertung
Syn-Methan Quoten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht Technologieneutral ▪ Führt zur ineffizienten Nutzung in Anwendungen, die auch anders dekarbonisieren könnten ▪ Geringe Planbarkeit Hochlauf durch sukzessiven Verbraucherwechsel weg von Gas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Birgt das Carbon Leakage Risiko für Industrie (Abwanderung) ▪ Emissionsreduktion für Gasnutzung sichergestellt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Belastung des Staatshaushalts ▪ Grundsätzlich geringe administrative Kosten, aber: Einführung eines Zertifikatssystems für Syn-Methan erforderlich
Fortführung CO2 Abgaben bzw. Steuer auf fossiles Erdgas (im Gleichklang mit anderen Sektoren)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologieneutral ▪ Internalisierung Kosten fossilen Methans grundsätzlich ökonomisch effizient ▪ Geringe Planbarkeit des Hochlaufs ▪ ggf. resultiert keine Syn-Methan-Nutzung (→ Alternativen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im Vergleich zu Nachbarländern höherer CO2-Preis birgt das Carbon Leakage Risiko ▪ Emissionsreduktion grundsätzlich sichergestellt; bei sektoreübergreifendem Emissionshandel ggf. aber zunächst in anderen Sektoren 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auswirkung auf Staatserlöse abhängig von Substitution Erdgas → Syn-Methan ▪ Grundsätzlich geringe administrative Kosten ▪ ABER: Einführung eines Herkunftsnachweissystems für Syn-Methan erforderlich
Betriebskostenförderung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht Technologieneutral ▪ Führt ggf. zu Verzerrungen zum Nachteil alternativer Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Carbon Leakage Risiko, da Kostennachteil ausgeglichen wird 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher administrativer Aufwand zur Ermittlung des effizienten Förderbedarfs ▪ Hohe Kosten, die umgelegt oder vom Haushalt getragen werden müssen ▪ Langfristiges Fördersystem erforderlich
Doppelauktionen für Syn-Methan Supply Contracts	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht Technologieneutral ▪ Durch Transaktionskosten nur für Grossverbraucher geeignet ▪ Sofern techno-ökonomischer Bedarf (wo Syn-Methan die billigste Dekarbonisierungstechnologie ist) falsch eingeschätzt wird, resultiert ggf. Förderung in ineffizienter Anwendung ▪ Stärkt Wettbewerb zwischen Syn-Methan Produzenten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Carbon Leakage Risiko, da die Teilnahme per se freiwillig ist 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher administrativer Aufwand zur Ermittlung effizienter Auktionsmengen ▪ Hohe Kosten, die umgelegt oder vom Haushalt getragen werden müssen

Quelle: Compass Lexecon Analyse

9.3 Empfehlung und Roadmap

Diese Studie empfiehlt Syn-Methan in der Niedertemperaturwärme gesondert von der Hochtemperaturwärme zu fördern. Für beide Anwendungsfälle kann ein steigender CO₂-Preis die Dekarbonisierung technologieneutral anreizen. Das für die Schweiz geplante System von Herkunftsnachweisen⁴⁶ kann darüber hinaus helfen, einen Markt für zahlungswillige Kunden zu etablieren. Zusätzlich sollte für spezifische technologische Sonderfälle Förderung im Hochtemperaturwärmesegment bereitstehen, um einen Lock-in von „fossilen“ Investitionen zu vermeiden. Je nach Entwicklung des Syn-Methan Marktes und der Technologien können zusätzlich Supply Contracts für grosse Abnehmer (d.h. insbesondere HT-Wärme) und Betriebskostenförderungen (d.h. insbesondere NT-Wärme) hinzugezogen werden, wenn dies erforderlich ist.

Die hier empfohlenen Massnahmen – nämlich die Erhöhung der Steuern (Lenkungsabgaben) auf fossiles Erdgas, Investitions- und Betriebskostenförderungen, sowie möglicherweise Supply-Contracts, wären so auch auf eine Förderung der Verwendung von Wasserstoff anstatt von Syn-Methan anwendbar.

⁴⁶

Ein Vorschlag für ein Herkunftsnachweissystem für erneuerbare gasförmige und flüssige Treib- und Brennstoffe wurde durch Pronovo gemacht. Pronovo (2022), Register für erneuerbare gasförmige und flüssige Treib- und Brennstoffe (eTS/eBS) Definition der Aufgaben und Gestaltung des Registers und seiner Nachweise, Bericht für das BFE, 8.Juni 2022 (<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11100>).

Tabelle 17: Förder-Roadmap Syn-Methan in der Wärmeproduktion

	Massnahmen und deren Klassifizierung		
	Jetzt schon sinnvoll Zeithorizont: 0-2 Jahre („No Regret“)	Vorankündigung sinnvoll Zeithorizont: 2-5 Jahre ("Forward Guidance")	Zuwarten sinnvoll Zeithorizont: 2-30 Jahre ("Value to Wait")
Syn-Methan in der <u>Niedertemperatur</u> (NT) Wärme	<p>(Fortführung) CO2 Abgaben bzw. Steuer auf fossiles Erdgas</p> <ul style="list-style-type: none"> Mit Befreiung für Syn-Methan <p>Zertifikatssystem für Syn-Methan</p> <ul style="list-style-type: none"> Inkl. Einbezug von Importen 	<p>Im Zeitablauf steigende CO2-Preise</p> <ul style="list-style-type: none"> Zur Reduktion der Lock-in Gefahr 	<p>Betriebskosten-Förderungen sofern bzw. sobald</p> <ul style="list-style-type: none"> Syn-Methan zur effizienten Dekarbonisierung erforderlich ist CO2-Preis nicht ausreicht nur diese Situationen gefördert werden Systematische Perspektive beachtet wird (Bedarf nach Gasnetz)
Syn-Methan in der <u>Hochtemperatur</u> (HT) Wärme	<p>CO2-Preis und Zertifikatssystem analog NT-Wärme</p> <p>Technologieneutrale Investitions- oder Betriebskostenförderung</p> <ul style="list-style-type: none"> Für Sonderfälle, zur (technologieneutralen) Vermeidung von „Lock-in“ Investments Ausgestaltung ggf. als CCfD 	<p>Steigende CO2-Preise analog NT-Wärme</p>	<p>Doppelauktionen für Syn-Methan Supply-Contracts</p> <ul style="list-style-type: none"> Unter denselben Voraussetzungen wie die Betriebskostenförderung für NT-Wärme Transaktionskosten schränken Supply Contracts eher auf Grossverbraucher ein

Quelle: Compass Lexecon Analyse

10 Förderstrategie für die Nutzung grünen Wasserstoffs in WKK-Anlagen

10.1 Sektoranalyse

Aktuell gibt es in der Schweiz nur wenige WKK-Anlagen. Die Energieperspektiven untersuchen in Szenario Zero B die Verwendung von WKK in grösserem Umfang.⁴⁷ Wasserstoff-WKK würden auf Basis von Brennstoffzellen funktionieren, und könnten interessant sein, wenn in Zukunft in den Wintermonaten im Sommer gespeicherter Wasserstoff wieder verstromt werden soll. Das Durchführen der Verstromung in WKK würde gleichzeitig ggf. entstehende Abwärme nutzen.

Tabelle 18: Zusammenfassung Sektoranalyse Einsatz von grünem Wasserstoff in WKKs

Einsatz von grünem Wasserstoff in WKKs	
Kriterium	Bewertung
Carbon Leakage Risiko	Absehbar nicht relevant: Wärme muss lokal produziert werden, eine definierte Strom-Leistungsvorhaltung in der Schweiz kann ggf. verpflichtend gemacht werden.
Grundbedürfnis Dilemma / Industriepolitik	Nicht relevant: Versorgungssicherheit mit Strom und Wärme sind ein Grundbedürfnis – aber die Erbringung mit Wasserstoff-WKK ist nicht alternativlos (→ Technologiealternativen).
Technologiealternativen	Es gibt <ul style="list-style-type: none"> ▪ alternative, erneuerbare Brennstoffe für WKK (Biogas, Biomasse, bzw. zu einem gewissen Grad Reststoffe (Kehricht)) ▪ alternative Technologien für die Bereitstellung gesicherter Stromproduktions-Leistung (offene Gasturbinen, Wasserkraft oder Batterien) ▪ alternative Technologien zur Produktion dekarbonisierter Wärme zur Einspeisung in Wärmenetze (z.B. Gross-Wärmepumpe, Biomasse, thermische Abfallverwertung)
Markthochlauf	Gem. EP2050+ (nur Szenario Zero B) werden Wasserstoff-WKK ab ca. 2040 genutzt und produzieren 2050 mehr als 1 TWh Strom.
Kostenlücke	Im EP 2050+ Vergleich sind Wasserstoff-WKK-Anlagen 2050 etwas günstiger als Biogas-WKKs aber ca. doppelt so teuer wie Erdgas-WKKs.

Quelle: Compass Lexecon Analyse

⁴⁷

Eine vertiefte Analyse des Einsatzes von Wasserstoff in WKK-Anlagen ist Appendix C.5.

10.2 Vor- und Nachteile Förderalternativen

Die Vor- und Nachteile der Förderalternativen für Wasserstoff-WKK stellen sich wie folgt dar:

- **CO₂ Abgaben bzw. Steuer auf fossiles Erdgas:** Grundsätzlich sind höhere Steuern und CO₂ Preise im Sinne der Dekarbonisierung, wie bereits auch in den vorherigen Abschnitten ausgeführt. Jedoch führen höhere Abgaben auf fossile Brennstoffe nicht notwendigerweise zur Realisierung von WKK, und auch nicht wasserstoffbetriebenen WKK, da möglicherweise andere Technologien konkurrenzfähiger sind, und somit bevorzugt werden. Im Übrigen sollte sichergestellt werden, dass grüner Wasserstoff vom CO₂ Preis ausgenommen wird. Dies setzt die Einführung eines Herkunftsnachweises für grünen Wasserstoff voraus.
- Mit **Investitionszuschüssen** kann man grundsätzlich den Bau von WKK, und auch von wasserstoffbetriebenen WKK, fördern. Jedoch sollte die Förderung technologieneutral ausgestaltet sein, da es ausser Wasserstoff eine Reihe anderer technologieneutraler WKK-Technologien gibt. Aus unserer Sicht macht es also wenig Sinn, ein isoliertes Fördersystem für Wasserstoff-WKK aufzubauen. Wenn überhaupt, bräuchte es ein Fördersystem für WKK im Allgemeinen, welches sicherstellt, dass die geeignetsten Technologien für die WKK verwendet werden. Wo eine entsprechende Infrastruktur vorhanden ist, mag dies ein Wasserstoff-WKK sein. Abhängig von lokalen Verfügbarkeiten, kommen jedoch auch Biomasse bzw. Biomethan, sowie Geothermie in Frage. Falls man also feststellt, dass WKK einer speziellen Förderung bedürfen, so müsste ein Förderregime für WKK technologieneutral ausgestaltet werden.
- Die Realisierung von WKK hätte den wichtigen Nebeneffekt für das Stromsystem, dass die vorhandene sichere **Kraftwerkskapazität steigt**, was einen positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit hätte. Wenn man also ein Fördersystem für WKK plant, sollte man sicherstellen, dass die WKK auch entsprechend Zugang zu Kapazitätsmechanismen und/oder Kapazitätzahlungen haben.
- Falls Investitionszuschüsse nicht reichen, können auch **Betriebskostenförderungen** verwendet werden. Auch diese sollten jedoch technologieneutral ausgestaltet werden, da es ansonsten das Risiko einer ineffizient hohen Wasserstoffnutzung gibt.

Tabelle 19: Komparative Analyse Fördersysteme für den Einsatz von grünem Wasserstoff in WKK-Anlagen

Bewertung Massnahme	(mikro-)ökonomische Bewertung	Wirtschaftspolitische Bewertung	Fiskalpolitische Bewertung
CO2 Abgaben bzw. Steuer auf fossiles Erdgas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundsätzlich sinnvoll, da Umstieg auf CO2-freie Alternativen – nicht notwendigerweise Wasserstoff - gefördert wird. ▪ CO2-Preis reicht absehbar nicht, um grünen Wasserstoff im Einsatz in WKKs gegen Erdgas konkurrenzfähig zu machen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ggf. nicht ausreichend, um das gewünschte Niveau an Strom-Versorgungssicherheit herzustellen (wäre zu prüfen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auswirkung auf Staatserlöse abhängig von Substitution Erdgas → dekarbonisierte Energieträger ▪ Grundsätzlich geringe administrative Kosten ▪ aber: Einführung eines Herkunftsnachweises für grünen Wasserstoff erforderlich
Investitionszuschüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sofern nicht technologieneutral: Risiko von Verzerrungen zum Nachteil alternativer Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gewünschtes Niveau an Strom-Versorgungssicherheit kann sichergestellt werden (sofern dbzgl. Massnahmen erforderlich sind) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ggf. hohe Kosten, die umgelegt (oder vom Haushalt getragen) werden müssen
Betriebskostenförderung (Steuererleichterung oder Zahlung)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sofern nicht technologieneutral: Risiko von Verzerrungen zum Nachteil alternativer Technologien ▪ Risiko ineffizient hoher Wasserstoffnutzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gewünschtes Niveau an Strom-Versorgungssicherheit kann sichergestellt werden (sofern dbzgl. Massnahmen erforderlich sind) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ggf. hohe Kosten, die umgelegt (oder vom Haushalt getragen) werden müssen

Quelle: Compass Lexecon Analyse

10.3 Empfehlung und Roadmap

Die folgende Abbildung stellt die von uns vorgeschlagene Roadmap für den Hochlauf von Wasserstoff WKK (bzw. von WKK allgemein) dar.

Grundsätzlich kann fossiles Erdgas stärker besteuert werden, um einen Umstieg auf klimafreundliche Systeme zu beanreizen.

Bevor man Wasserstoff-WKK direkt durch Investitions- oder Betriebskostenbeihilfen fördert, empfehlen wir die folgenden Fragen zu klären, welche nicht im Rahmen der vorliegenden Studie geklärt werden können:

- Gibt es überhaupt die **Notwendigkeit CO2-freie WKK zu fördern**? Grundsätzlich sollten effiziente grüne Technologien sich auch ohne spezielle Förderprogramme durchsetzen, wenn die Steuern auf fossile Brennstoffe bzw. CO2-Preise ein angemessenes Niveau haben. Sofern WKK für die Dekarbonisierung als notwendig erachtet werden, und sich herausstellt, dass die

Schweizer Energieversorger diese nicht ohne Förderung bereitstellen, sollte ein technologie-neutrales Förderprogramm für WKK aufgebaut werden.

- Wie kann man **grüne WKK technologieneutral fördern**? Diese Studie geht zunächst davon aus, dass ein Förderprogramm, wenn überhaupt, nur für CO₂-freie WKK wie Wasserstoff-WKK, Biomasse- bzw. Biogas-WKK, Geothermie-WKK, oder Grosswärmepumpen aufgesetzt werden würde. Ein eventuelles Förderprogramm sollte sicherstellen, dass lokal jeweils die passenden Technologien zur Wärmebereitstellung verwendet werden. Unterschiedliche Lokalitäten werden zwangsweise unterschiedlichen Zugang zu Wasserstoffinfrastruktur, Biomasse oder Biogas, so wie Geothermie haben.
- Das Förderprogramm für WKK sollte mit Kapazitätsmechanismen⁴⁸, welche in der Schweiz ggf. implementiert werden, abgestimmt werden. Auch der Kapazitätsmechanismus sollte in dem Sinne technologieneutral sein, dass z.B. auch WKK ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit in der Schweiz abgegolten bekommen.

Tabelle 20: Förder-Roadmap Wasserstoff in WKK-Anlagen

Massnahmen und deren Klassifizierung			
	Jetzt schon sinnvoll Zeithorizont: 0-2 Jahre („No Regret“)	Vorankündigung sinnvoll Zeithorizont: 2-5 Jahre ("Forward Guidance")	Zuwarten sinnvoll Zeithorizont: 2-30 Jahre ("Value to Wait")
Was- ser- stoff in WKK- Anla- gen	CO₂ Abga- ben bzw. Steuer auf fossiles Erd- gas	keine	Ggf. technologie neutrale Förde- rung für WKK Sofern WKK als für die Dekarboni- sierung als notwendig erachtet wer- den (Szenario Zero Basis) Abstimmung des Fördersystems WKK mit Kapazitätsmarkt (falls so etwas eingeführt wird)

Quelle: Compass Lexecon Analyse

⁴⁸

Kapazitätsmechanismen sind regulatorische Systeme, welche Erzeugungskapazitäten im Strommarkt Zahlun- gen für die Bereitstellung von Kapazität ermöglichen. Ziel ist die Bereitstellung und/oder Erhaltung von Erzeu- gungskapazität.

11 Förderrahmen für die stoffliche Nutzung grünen Wasserstoffs

11.1 Sektoranalyse

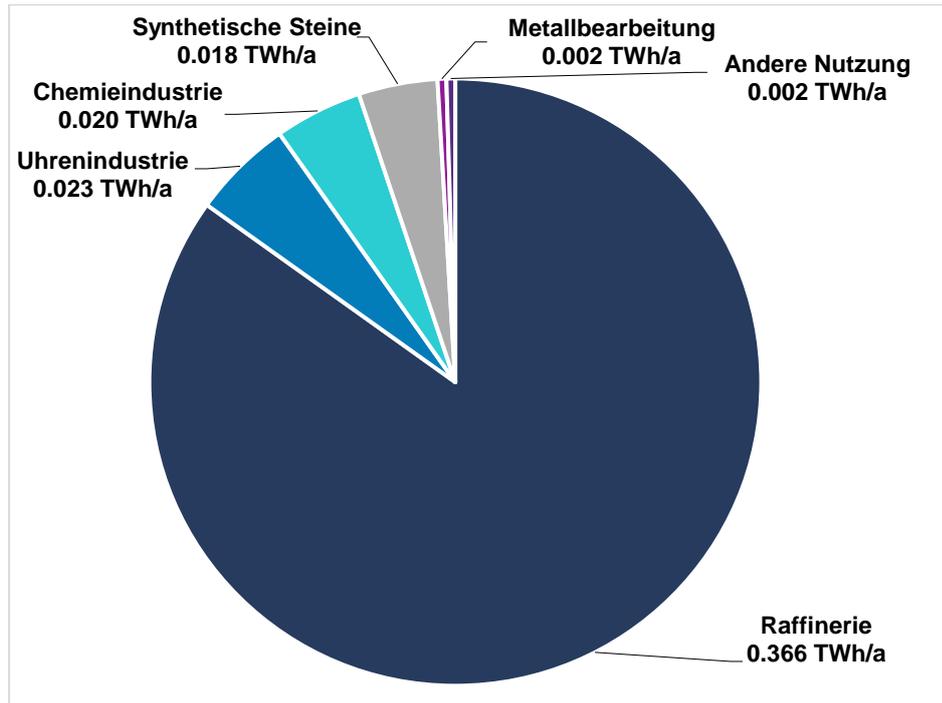
Wasserstoff wird schon heute in der Schweiz als Rohstoff in Produktionsprozessen der petrochemischen Industrie sowie im produzierenden Gewerbe genutzt, wobei die grossen zukünftigen Nachfrager von Wasserstoff, wie z.B. die Stahlproduktion, nicht in der Schweiz zu finden sind. Der langfristige Bedarf nach Wasserstoff in der petrochemischen Industrie ist unklar und neue stoffliche Nutzungen sind tendenziell nicht in Sicht. In den Energieperspektiven kommt die stoffliche Nutzung von Wasserstoff nicht vor.

Aktuell bezieht die Schweizer Industrie grauen Wasserstoff per Bahn oder LKW von typischen Anbietern, oder produziert vor Ort. Für die stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff wird sich eine ähnliche Marktdynamik ergeben.

Bei der stofflichen Nutzung stellt Wasserstoff einen Rohstoff chemischer Prozesse dar, der typischerweise eine Umwandlung in eine andere Chemikalie erfährt (z.B. zur Produktion von Ammoniak, oder in petrochemischen Prozessen („Hydrogen-Cracking“)) oder in einem Gasgemisch genutzt wird (z.B. im Floatglas-Verfahren). Aktuell wird der stofflich genutzte Wasserstoff global und in der Schweiz fast ausschliesslich durch CO₂-emittierende Prozesse, wie z.B. Steam Methane Reforming (SMR) produziert. Um diese Prozesse zu dekarbonisieren, gilt es den heute fossilen Wasserstoff durch Wasserstoff zu ersetzen, der durch Elektrolyse (oder alternativ Pyrolyse oder SMR mit Carbon Capture) hergestellt wird. In einzelnen Fällen kann mitunter auch der chemische Prozess umgestellt werden, sodass kein Wasserstoff mehr gebraucht wird.

Neben der bestehenden stofflichen Nutzung ist darüber hinaus denkbar, dass Prozesse die heute fossile Energieträger (z.B. Kohle oder Erdöl) stofflich nutzen, zukünftig durch den Einsatz von (grünem) Wasserstoff dekarbonisiert werden. Hier sind die Herstellung von Stahl durch Direktreduktion von Eisenerz oder auch die Herstellung von Wasserstoffderivaten häufig genannte Beispiele (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021). Die wesentlichen, durch grünen Wasserstoff dekarbonisierbaren Prozesse (v.a. Stahlerzeugung) sind bereits heute in der Schweiz nicht vertreten. Die Erzeugung von Wasserstoffderivaten erfolgt entsprechend der Annahmen der EP 2050+ vollständig im Ausland. Entsprechend geht diese Studie davon aus, dass solche neuen Anwendungsfälle stofflicher Nutzung (grünen) Wasserstoffs in der Schweiz nicht relevant werden.

Abbildung 16: Wasserstoffnachfrage für die stoffliche Nutzung in der Schweiz



Quelle: Compass Lexecon Analyse basierend auf Daten von (E4tech, 2018)

Heute wird Wasserstoff in der Schweiz vor allem in sechs Industriezweigen stofflich genutzt – wobei dabei die heutige stoffliche Nutzung von in Summe 0.43 TWh einer in den Energieperspektiven für 2050 vorgesehenen energetischen Nutzung von ca. 4 bzw. 15 TWh (Szenario Zero Basis bzw. Zero B) gegenübersteht.

Mit etwa 0.37 TWh pro Jahr stellt die **petrochemische Industrie** (Raffinerie Cressier) den mit grossem Abstand grössten stofflichen Nutzer von Wasserstoff in der Schweiz dar (85% der Gesamtnachfrage). Wasserstoff wird hier direkt in der Raffinerie produziert und zur Entschwefelung von Rohöl genutzt. In einigen Raffinerien Europas (z.B. Projekt REFHYNE (Shell Company, 2021), Puertollano Kraftwerk (Iberdrola, 2021)), wird ein Teil des Wasserstoffbedarfs per Elektrolyse vor Ort hergestellt. Offen bleibt (auch in den EP 2050+ welche die stoffliche Nutzung ausklammern), inwieweit Wasserstoff in der Schweizer petrochemischen Industrie noch benötigt wird, wenn der Bedarf nach Diesel, Benzin, Rohöl und Kerosin in Folge von Dekarbonisierungsbestrebungen substantiell sinkt.

In der **Uhren-** und **Chemieindustrie**, sowie der Industrieproduktion von **synthetischen Steinen** werden relativ geringe Mengen Wasserstoff genutzt (jeweils ca. 0,02 TWh pro Jahr). Diese Mengen könnte absehbar auch zukünftig entweder direkt vor Ort produziert werden (dann über Elektrolyseure), oder per LKW geliefert werden. Bereits heute wird z.B. Wasserstoff für die Produktion von synthetischen Steinen durch Elektrolyse gedeckt.

Die Wasserstoffnachfrage in der **Metallverarbeitung** ist mit 2 GWh (0,002 TWh) pro Jahr nochmals substantiell geringer als der Bedarf für die anderen Industrien und spielt somit nur eine geringe Rolle beim Design von Fördermechanismen.

Die Kosten von grünem Wasserstoff könnten, wie in Abbildung 8 dargestellt, ab ca. 2040 unter den Kosten von grauem Wasserstoff liegen.

Die untenstehende Tabelle gibt einen Überblick über den Markt zur stofflichen Nutzung von Wasserstoff.

Tabelle 21: Zusammenfassung Sektoranalyse grüner Wasserstoff zur stofflichen Nutzung

Einsatz von grünem Wasserstoff zur stofflichen Nutzung	
Kriterium	Bewertung
Marktdynamik	Lokaler Markt, grauer Wasserstoff wird vor Ort produziert, oder von typischen Anbietern per LKW oder Bahn angeliefert; gleiches ist für grünen Wasserstoff zu erwarten.
Carbon Leakage Risiko	Relevant , aber im Schweizer Kontext ggf. weniger bedeutsam sofern Wasserstoff nur einen kleinen Teil der Input-Kosten verursacht.
Grundbedürfnis Dilemma / Industriepolitik	In gewissen Fällen kann es ggf. industriepolitisch gewünscht sein, tatsächliche Nutzung grünen Wasserstoffs sicherzustellen , um Industrie-Abwanderung zu vermeiden.
Technologiealternativen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vielfach keine Alternativen zur stofflichen Wasserstoffnutzung ▪ Zukünftiger Bedarf in der petrochemischen Industrie (mehr als 90% des aktuellen Bedarfs) ungewiss.
Markthochlauf	Im Vergleich zukünftiger energetischer Nutzung sind die stofflich genutzten Wasserstoffmengen in der Schweiz gering .
Kostenlücke	Kosten für grünen Wasserstoff werden absehbar ab ca. 2040 unter jenen für grauen Wasserstoff (inkl. CO2-Kosten) liegen.

Quelle: Compass Lexecon Analyse

11.2 Vor- und Nachteile Förderalternativen

Grundsätzlich zeichnet sich bei der Verwendung in der Industrie bereits ab, dass ab ca. 2040 der CO2 Preis ausreichen wird, um einen Umstieg zu erzielen. Es könnte jedoch Sinn machen, schon vorher einen Umstieg anzureizen, falls:

- In den nächsten Jahren Re-Investitionen in SMR-Anlagen (Steam-Reforming-Anlagen) zur Produktion von grauem Wasserstoff anstehen. Ggf. möchte man dann direkt in Elektrolyseure investieren, um einen Lock-in in fossile Technologien zu vermeiden.
- Man im Sinne des Markthochlaufs möglichst früh Nachfrage nach grünem Wasserstoff schaffen möchte.

Die verschiedenen Förderalternativen für die stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff stellen sich folgendermassen dar:

- **Quoten für grünen Wasserstoff** empfehlen sich nicht, weil sie im Falle der Vor-Ort Produktion eher nicht anwendbar sind, da eine solche Umstellung auf einmal erfolgen müsste.
- **Investitionszuschüsse:** Diese Studie versteht darunter Zuschüsse zum Bau von Elektrolyseuren, welche die Rolle von Steam-Methane-Reforming Anlagen (SMR) in der Industrie

übernehmen.⁴⁹ Investitionszuschüsse sind im Falle eines drohenden Lock-in zunächst das (ge- lindere) Mittel der Wahl, da sie zu keiner Verzerrung des Dispatch führen würden. Eine Investi- tionskostenförderung würde in diesem Fall keine starken Verzerrungen verursachen, da es we- nig Alternativtechnologien zum Einsatz von grünem Wasserstoff gibt. Es wäre allerdings zu prü- fen, ob es grüne Alternativen zum Wasserstoff gäbe, bevor Elektrolyseure gefördert werden.

- **Betriebskostenförderung:** Falls die Investitionszuschüsse nicht reichen, oder falls die Indust- rieunternehmen den Wasserstoff nicht in eigenen on-site Elektrolyseuren produzieren, sondern zukaufen, so könnte eine Betriebskostenförderung, d.h. eine Förderung des verbrauchten grü- nen Wasserstoffs, eingesetzt werden. Eine Betriebskostenförderung würde in diesem Fall keine starken Verzerrungen verursachen, da es wenig Alternativtechnologien zum Einsatz von Elekt- rolyseuren für die grüne Wasserstoffbereitstellung gibt (jedoch: im Falle der Investitionsförde- rung wäre es durchaus sinnvoll, vorher Alternativen zum Wasserstoff zu prüfen). Es besteht grundsätzlich ein Überförderungsrisiko.

Wenn man die Betriebskostenförderung als sogenannten Carbon-Contract for Difference (CCfD)⁵⁰ ausgestaltet, so könnte man eine zukünftige Überförderung automatisch vermeiden. CCfDs würden die Betriebskostenförderung im Gleichklang mit steigenden CO₂-Preisen redu- zieren. Steigende CO₂-Preise erhöhen die Wettbewerbsfähigkeit von grünem gegen grauen Wasserstoff und reduzieren somit den Bedarf für die Betriebskostenförderung. CCfDs würden eine Absenkung der Betriebskostenförderung direkt an die Entwicklung des CO₂-Preises bin- den. Voraussetzung für die Anwendbarkeit von CCfDs ist, dass die jeweilige stoffliche Nutzung einer CO₂-Bepreisung unterworfen ist. CCfDs machen darüber hinaus insbesondere dann Sinn, wenn die Höhe des CO₂-Preises Marktpreisschwankungen unterliegen und somit Preisentwick- lungen ex-ante Unsicherheiten unterworfen sind. Administrativ festgelegte CO₂-Preise könnten hingegen bereits bei der Ausgestaltung einer Betriebskostenförderung antizipiert werden. CCfDs wären bei administrativ festgelegten CO₂-Preisen – zumindest für den Zeitraum der un- veränderlichen Preisfestlegung – nicht unbedingt erforderlich.

- **Doppelauktionen für Supply Contracts** wären eine Alternative zur Betriebskostenförderung, und würden möglicherweise das Überförderungsrisiko durch die involvierte Auktion reduzieren. Dafür würde sich der administrative Aufwand erhöhen, und es ist nicht klar wie wettbewerblich die entsprechenden Auktionen in der Frühphase des Marktes wären, da sich der Markt für Was- serstoff gerade erst entwickelt. Umgekehrt können derartige Auktionen auch als Vehikel zu För- derung des Wettbewerbs zwischen Produzenten genutzt werden.

⁴⁹ Es handelt sich hierbei also um Massnahmen einer Produktionsförderung, welche wir jedoch hier unter der Überschrift einer Anwendungsförderung in der Industrie führen. Der Grund ist, dass die Elektrolyseure über die wie hier sprechen, voraussichtlich lokal für den ausschliesslichen Bedarf von Industrieanlagen produzieren würden.

⁵⁰ „Carbon Contracts for Differences“ (CCfD) sind Differenzverträge, die schwankende CO₂-Preise aus- gleichen sollen. Sie stellen durch Zahlungen sicher, dass das Unternehmen, welches den CCfD hält, in den Genuss eines garantierten CO₂-Preises kommt. Dadurch wird das Risiko von Investitionen in Technologien, welche den CO₂-Ausstoß reduzieren, vermindert und somit derartige Investitionen gefördert.

Tabelle 22: Komparative Analyse Fördersysteme für grünen Wasserstoff zur stofflichen Nutzung

Bewertung ▶ Massnahme ▼	(mikro-)ökonomische Bewertung	Wirtschaftspolitische Bewertung	Fiskalpolitische Bewertung
Quoten für grünen Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beschränkt/nicht anwendbar bei vor-Ort Produktion (sprungfixe Kapazitäten) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringes Carbon Leakage Risiko für Industrie durch absehbare Kostenparität und ggf. geringer Kostenanteil von Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Belastung Staatshaushalt ▪ Überwachung geringer Mengen administrativ aufwändig ▪ Herkunftsnachweissystem für grünen Wasserstoff erforderlich
Investitionszuschüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringes Risiko für Verzerrungen ggü. anderen Technologien da wenig Alternative zu Elektrolyseur-Nutzung ▪ Keine Dispatch-Verzerrung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Carbon Leakage Risiko, da Kostennachteil ausgeglichen wird 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Absehbar administrativ einfach, da geringe Fallzahl ▪ durch absehbare Kostenparität beschränkte Kosten
Betriebskostenförderung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Überförderungsrisiko ▪ Geringes Risiko für Verzerrungen ggü. anderen Technologien da wenig Alternative zu Elektrolyseur-Nutzung ▪ Ggf. als CCfD ausgestaltbar 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Carbon Leakage Risiko, da Kostennachteil ausgeglichen wird 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Durch klare Alternative (SMR) beschränkter administrativer Aufwand zur Ermittlung effizienter Förderbedarfe ▪ Durch absehbare Kostenparität beschränkte Kosten
Doppelauktionen für Supply Contracts für grünen Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Transaktionskosten machen Anwendung ggf. nicht effizient da Mengen für stofflichen Nutzung gering sind ▪ Stärkt Wettbewerb zwischen Produzenten von grünem Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Carbon Leakage Risiko, da Kostennachteil ausgeglichen wird 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringe Menge rechtfertigt administrativen Aufwand ggf. nicht ▪ Durch absehbare Kostenparität beschränkte Kosten

Quelle: Compass Lexecon Analyse

11.3 Empfehlung und Roadmap

Aus den oben dargelegten Vor- und Nachteilen der verschiedenen Förderoptionen für die stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff ergibt sich die folgende Roadmap.

Die Fortführung der CO2 Bepreisung ist in jedem Fall sinnvoll, da sich so früher oder später ein Umstieg auf grünen Wasserstoff ergibt. In diesem Sinne ist es auch sinnvoll, den Marktteilnehmern steigende Preise für CO2 zu kommunizieren.

Für den Fall, dass in der Schweiz in nächster Zeit eine Anlage zur Herstellung von grauem Wasserstoff geplant wird, so wäre eine Investitionsförderung für eine Anlage zur Förderung grünen Wasserstoffs zur Vermeidung eines Lock-in auf jeden Fall angebracht.

Weitere Förderungen sind (noch) nicht zwingend notwendig, ausser man möchte die Nachfrage nach grünem Wasserstoff vor 2040 erhöhen, der CO2 Preis entwickelt sich nicht entsprechend,

oder es zeichnet sich eine Abwanderung von Industrien ab. Auch in diesen Fällen stellen Investitionsförderungen ein administrativ einfaches, wenig verzerrendes Förderinstrument dar. In Bezug auf die Nachfrageerhöhung nach grünem Wasserstoff ist jedoch zu sagen, dass - wie oben ausgeführt - der industrielle Bedarf in der Schweiz im Vergleich nicht gross ist.

Tabelle 23: Förder-Roadmap Stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff

Massnahmen und deren Klassifizierung			
	Jetzt schon sinnvoll Zeithorizont: 0-2 Jahre („No Regret“)	Vorankündigung sinnvoll Zeithorizont: 2-5 Jahre ("Forward Guidance")	Zuwarten sinnvoll Zeithorizont: 2-30 Jahre ("Value to Wait")
Stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff	(Fortführung) CO2-Bepreisung Investmentförderung zur Lock-in Vermeidung Zur Vermeidung von „Lock-in“ Investments in graue Wasserstoffproduktion	Im Zeitablauf steigende CO2-Preise <ul style="list-style-type: none"> Zur Reduktion der Lock-in Gefahr 	Investmentförderung für Sonderfälle Nur sofern bzw. sobald <ul style="list-style-type: none"> der CO2 Preis nicht ausreicht Industrieabwanderung realistisch und ungewollt ist man früher zusätzliche Nachfrage nach grünem Wasserstoff schaffen möchte

Quelle: Compass Lexecon Analyse

12 Exkurs: Förderung und Regulierung von Wasserstoffnetzen

12.1 Sektoranalyse

Für die Schweiz – wie auch für andere europäische Staaten – wird von dem Bedarf nach erheblichem Netto-Import von Wasserstoff und seinen Derivaten ausgegangen (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021b). Gleichzeitig zeigt die Modellierung eines integrierten Europäischen Wasserstoffmarkts jedoch das bei dessen Etablierung auch mit saisonalem Export von in der Schweiz produziertem Wasserstoff ins benachbarte Ausland zu rechnen ist. Zusätzlich ist die Verteilung dieser Energieträger innerhalb der Schweiz erforderlich. Neben der Betrachtung des Angebots und der Nachfrage von Wasserstoff (und dessen Derivaten) ist daher die Entwicklung einer Wasserstofftransportinfrastruktur von absehbar hoher Bedeutung. Wasserstoffderivate (Syn-Methan, Syn-Kerosin, Syn-Benzin und Syn-Diesel) können hingegen in der Regel bestehende Transportinfrastruktur nutzen, da sie die Transportcharakteristika der jeweils bereits heute genutzten fossilen Treibstoffvarianten aufweisen.

Die folgenden Ausführungen fokussieren sich daher auf Wasserstofftransportinfrastruktur. Grundsätzlich kann Wasserstofftransport an Land per Rohrleitung und Tankcluster – zwei ausgereiften Technologien erfolgen. Demgegenüber bestehen weiterhin Unsicherheiten über Kosten (und ggf. Machbarkeit) einer Umrüstung von Erdgasleitungen (und der der genutzten Verdichter) zum Wasserstofftransport. Während die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz vielfach als ökonomisch nicht zielführend eingeschätzt wird (Bard, et al., 2022), wird weiterhin an Technologien zur nachfolgenden Trennung von beigemischttem Wasserstoff aus dem Wasserstoff/Methan-Gemisch geforscht (Hu, et al., 2020).

Die EP 2050+ sehen vor, dass ab 2040 ein europäischer Wasserstoffmarkt die Importe von Wasserstoff in die Schweiz ermöglicht (Bundesamt für Energie, 2022, S. 20). In beiden Szenarien wird gem. den EP 2050+ 2050 deutlich mehr als die Hälfte des in der Schweiz genutzten Wasserstoffs importiert (Bundesamt für Energie, 2022, S. 42). Gem. EP 2050+ erfolgt dieser Import leitungsgebunden unter Nutzung des europäischen Wasserstoffbackbone in den dann annahmengenäss auch, das Schweizer Wasserstoffnetz angebunden ist (Bundesamt für Energie, 2022, S. 43).

Die Wasserstoffimporte wachsen dabei im Szenario Zero B (jenes mit der höchsten Wasserstoffnutzung) von 2040 ca. 2 TWh auf 2050 4,5 TWh und 2060 6,4 TWh erheblich an (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021c).

Abbildung 17: Europäischer Wasserstoff-Backbone – Ausbaustand 2040



Anmerkungen: Hier ist nur ein Ausschnitt des gesamten Backbones wiedergegeben; Sie zeigt die Anbindung der Schweiz an ein europäisches Wasserstoff-Backbone (die derzeitigen Planungen in der EU sehen nicht in allen Fällen einen solchen Anschluss vor ([NZZ am Sonntag am 9.4.2023](#))).

Quelle: (European Hydrogen Backbone, 2022)

12.2 Fragestellungen

Aus dem Bedarf nach leitungsgebundenem Wasserstoffimport ergibt sich der Bedarf des **Aufbaus eines Schweizer Wasserstofftransportnetzes**. Sofern der direkt genutzte Wasserstoff zudem vollständig (wie im Szenario Zero Basis) bzw. zu einem grossen Teil (wie im Szenario Zero B) im Verkehrssektor eingesetzt wird, kann auch ein **Schweizer Wasserstoffverteilnetz** erforderlich sein. Diese Wasserstoffnetze wären dabei als dedizierte Wasserstoffnetze auszulegen – es ist also der Transport reinen Wasserstoffs und nicht die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz erforderlich.⁵¹ Entsprechend wären Rahmenbedingungen für den Aufbau dieser Netze erforderlich.

Der Aufbau der Wasserstoffnetze steht dabei vor drei grossen Herausforderungen:

- **Unklare Umrüstung von Erdgas- in Wasserstoffleitungen:** Europäische Gastransport- und Verteilnetze sind nach ersten Untersuchungen in absehbar relativ hohem Umfang auf vollständige Wasserstoffnutzung umrüstbar (Carbon Limits AS + DNV AS, 2022). Ob dies im konkreten Fall auch für Schweizer Gasleitungen gilt, ist jedoch noch unklar. Entsprechend ist aktuell noch unklar in welchem Umfang Umrüstung oder Neubau von Wasserstoffnetzen – und entsprechende Investitionen erforderlich sein würden. Gleichzeitig wirft auch der Prozess einer

⁵¹

Die EP 2050+ sehen die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz als eher unwahrscheinlich (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021b, S. 11) und gehen vom Aufbau einer Parallelinfrastruktur für Wasserstoff einerseits und Methan andererseits aus. Entsprechend wird einerseits die Nutzung von reinem Wasserstoff im Verkehrssektor und (zumindest im Szenario Zero B) in WKK-Anlagen vorgesehen. Andererseits wird vom schrittweisen Ersatz von fossilem Methan durch synthetisches Methan für die verbleibenden Gas-Nutzer ausgegangen. Diese Ansätze der EP 2050+ bilden somit auch die Grundlage für die Analysen und Ausführungen in diesem Kapitel.

Umstellung von Gas- auf Wasserstoffnutzung durchaus Fragen auf. So ist eine vorhandene Gasleitung entweder für Erdgas/Biomethan oder für Wasserstoff nutzbar. Entsprechend ist bis zur Umstellung die Erdgas/Biomethan-Nutzung auf null zu reduzieren.⁵² Eine Wasserstoffnutzung kann darüber hinaus ggf. erst nach einer umrüstungsbedingten Nutzungsunterbrechung aufgenommen werden. Daraus ergibt sich erheblicher Planungsbedarf für eine Nutzungsumstellung sowie der Bedarf nach ökonomischer – nicht nur technischer – Analyse einer möglichen Nutzungsumstellung. Ggf. ist für einzelne Leitungen trotz technischer Möglichkeit zur Umrüstung eine Neuerrichtung einer Wasserstoffleitung gesamtökonomisch sinnvoller (DNV, 2022).

- **Kurz- bis mittelfristige Unterauslastung von Wasserstofftransportleitungen:** Transportinfrastruktur – egal ob neu errichtet oder von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt - profitiert stark von Skaleneffekten. Für eine gegebene Transportstrecke sind grosse Leitungskapazitäten in der Regel unterproportional teurer als kleinere Kapazitäten. Insofern kann es, gesamtwirtschaftlich gesehen, sinnvoll sein dass erst 2050 oder noch später erforderliche Wasserstoffnetz schon früher zu errichten. Die erst über 20 Jahre (von 2040 bis 2060) erheblich steigenden Wasserstofftransportmengen (s.o.) führen dabei jedoch initial zu ggf. erheblichen Unterauslastungen der neuen Wasserstoffinfrastruktur. Diese Unterauslastungen würden kurz- bis mittelfristig ggf. zu deutlich höheren, spezifischen (pro MWh) Transportkosten führen als für eine vollausgeladete Pipeline. Eine Entwicklung initial überdimensionierter Wasserstofftransportinfrastruktur entspricht dabei dem im European Hydrogen Backbone zum Ausdruck gebrachten Konzept der schrittweisen Konversion von Leitungen, die dann jeweils unmittelbar sehr hohe Transportkapazitäten für Wasserstoff verfügbar machen (European Hydrogen Backbone, 2022). Die Abfederung einer entsprechenden Tarifeskulation stellt eine regulatorische Herausforderung dar.
- **Nutzung von Wasserstoffimportinfrastruktur absehbar vor allem auch für Wasserstofftransite:** Die Transitgasleitung dient auf Grund ihrer Lage und Dimensionierung heute vor allem für Erdgastransite zwischen Italien, Deutschland und Frankreich (Transitgas AG, 2021). Durch Integration der Transitgasleitung (bzw. zumindest eines Strangs der Leitung) in den Europäischen Wasserstoff-Backbone (European Hydrogen Backbone, 2022) ist davon auszugehen, dass die Leitung auch nach einer erfolgten Umrüstung auf Wasserstoffnutzung vorrangig für Transite und nur zu einem (ggf. kleinen) Teil für Wasserstoffimporte in die Schweiz genutzt werden wird. Eine Regulierung von Wasserstoffimportinfrastruktur kann daher nur eingebettet in ein Konzept für Wasserstofftransite und den Aufbau der europäischen Wasserstoffinfrastruktur entwickelt werden.

Schlussendlich – und losgelöst vom Aufbau einer Schweizer Wasserstoffinfrastruktur – ist auch das Marktmodell für den Schweizer Gasmarkt aktuell nur rudimentär gesetzlich verankert (Art. 13 Rohrleitungsgesetz sowie allgemeine Bestimmungen des Kartellgesetzes und des Preisüberwachungsgesetzes) und bietet somit keine Anhaltspunkte für eine Regulierungsrahmen im Bereich der Wasserstoffnetze. Auch das EU-Regulierungsmodell für Wasserstoffinfrastruktur ist aktuell noch nicht final definiert. Die Verankerung entsprechender Regulierungsprinzipien in einer Novelle der Gasbinnenmarkttrichtlinie und der Gasfernleitungsverordnung ist geplant. Entsprechende Diskussionen auf EU-Ebene sind jedoch aktuell (Frühjahr 2023) noch nicht abgeschlossen. Der diesbezüglich letzte Legislativentwurf der Kommission wurde im Dezember 2021 vorgelegt (EC, 2021). Dieser Entwurf sieht sehr strenge vertikale und horizontale Entflechtungsbestimmungen vor, die seither Gegenstand umfangreicher Kritik sind (European Parliament, 2022).

⁵²

Beimischung von Wasserstoff in den Erdgasnetzen ist in den Energieperspektiven nicht vorgesehen, und wird auch sonst vielfach als energieökonomisch ineffizient angesehen.

12.3 Empfehlungen

Vor dem Hintergrund der spezifisch für die Schweiz identifizierten Fragestellungen und Unsicherheiten, sowie der auf Europäischer Ebene geplanten Ausbauten der Wasserstoffinfrastruktur, die eine Einbindung der Schweiz spätestens ab 2040 vorsehen (European Hydrogen Backbone, 2022), empfehlen sich folgende Massnahmen:

- Etablierung eines **integrierten Schweizer Netzplanungsprozesses** der die Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur umfasst. Dies ist insbesondere auch im Lichte aktueller Entwicklungen zur Sicherstellung der Schweizer Stromversorgungssicherheit von Bedeutung. Aktuell und zukünftig können dadurch Bedarfe nach Gas- und ggf. nachfolgend Wasserstofftransportkapazitäten zur Versorgung von Reserve-Turbinen auftreten.
- **Integration von Schweizer und EU-Planungsprozessen und Planungen** zum Aufbau grenzübergreifender Wasserstoffinfrastruktur
- **Anreiz für und ggf. Förderung von Studien zur Analyse der technischen Möglichkeiten und Kosten für eine Umstellung** (Repurposing) von Gastransport- und Verteilnetzen auf die Nutzung mit reinem Wasserstoff.
- Entwicklung einer **standardisierten Methode zur Analyse von Kosten und Nutzen** eines Neubaus von Wasserstoffleitungen gegenüber einer Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff
- Schaffung sowie ggf. **Vereinfachung ordnungsrechtlicher Voraussetzungen** (Genehmigungsprozesse) für die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff bzw. die Neuerrichtung von Wasserstoffleitungen
- Entwicklung eines integrierten Ansatzes für ein **Schweizer Gasmarktmodell**, das neben dem aktuellen Erdgassektor auch den Übergang von der Nutzung fossiler zur Nutzung dekarbonisierter Gase sowie den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt
- Fortlaufende **Analyse der Entwicklungen für den zukünftigen regulatorischen Rahmen für Wasserstoffinfrastruktur in der EU** und Analyse der ggf. resultierender Rückwirkungen auf die Ausgestaltung des Schweizer Regulierungsrahmens für Wasserstofftransportinfrastruktur.

13 Förderkosten

Das folgende Kapitel quantifiziert die verschiedenen potenziellen Förderkosten. Die Kosten für die Förderung eines Wasserstoffanwendungsfalls hängen neben der Kostenlücke auch von dem Mengengerüst (siehe Kapitel 4.1) ab. Abbildung 18 und 19 stellen diese Kosten dar.

Abbildung 18 zeigt die Gesamtkostenlücken, unter der Annahme von Vollkostenpreisen für Wasserstoff, während Abbildung 19 die Gesamtkostenlücken unter Annahme von Grenzkostenpreisen für Wasserstoff darstellt. Diese Lücken sind das Produkt der Kostenlücke multipliziert mit der Bedarfsmenge lt. Energieperspektiven.⁵³ Unterschiede zwischen den beiden Abbildungen bestehen lediglich bei den Förderkosten für Wasserstoffanwendungen, nicht für Syn-Fuel, PtMethan, und Syn-Kerosin-Anwendungen, da letztere auf Grundlage der Preise aus den EP2050+ errechnet wurden. Grundsätzlich sind die Förderkosten auf Grenzkostenbasis etwas niedriger, weil Teile der Kosten auf der Produktionsseite anfallen und daher nicht als Kostenlücke für den jeweiligen Anwendungsfall in Betracht kommen.

⁵³

Die Gesamtkosten der beiden Varianten sind nicht direkt vergleichbar, da die notwendige Investitionsförderung, die für Elektrolyseure ausserhalb der Schweiz unter der Annahme von Grenzkostenpreisen aufgewendet werden müsste, nicht in Abbildung 19 mitgezählt wird.

Abbildung 18: Jährliche Gesamtkostenlücken (Vollkostenpreise für Wasserstoff)

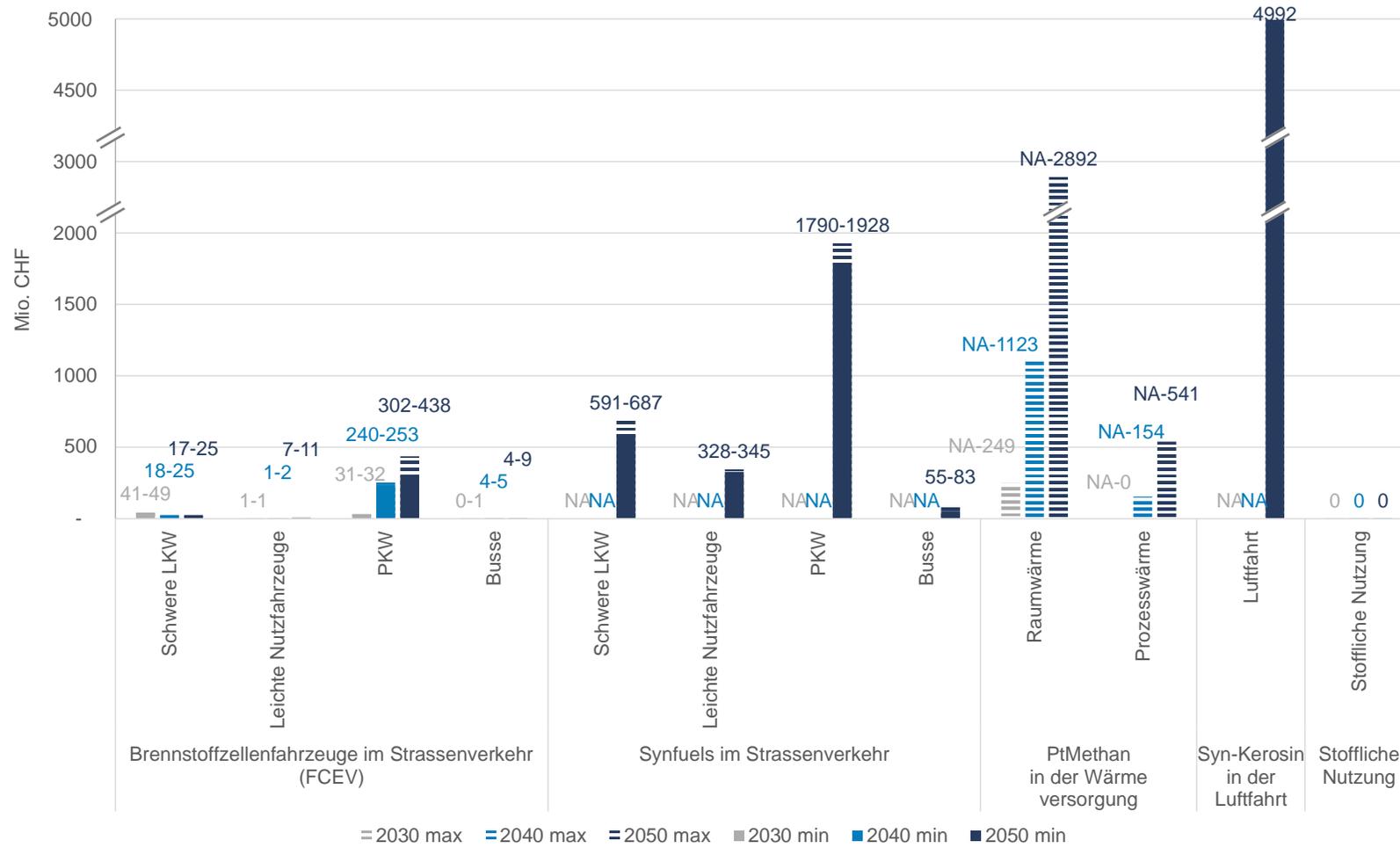
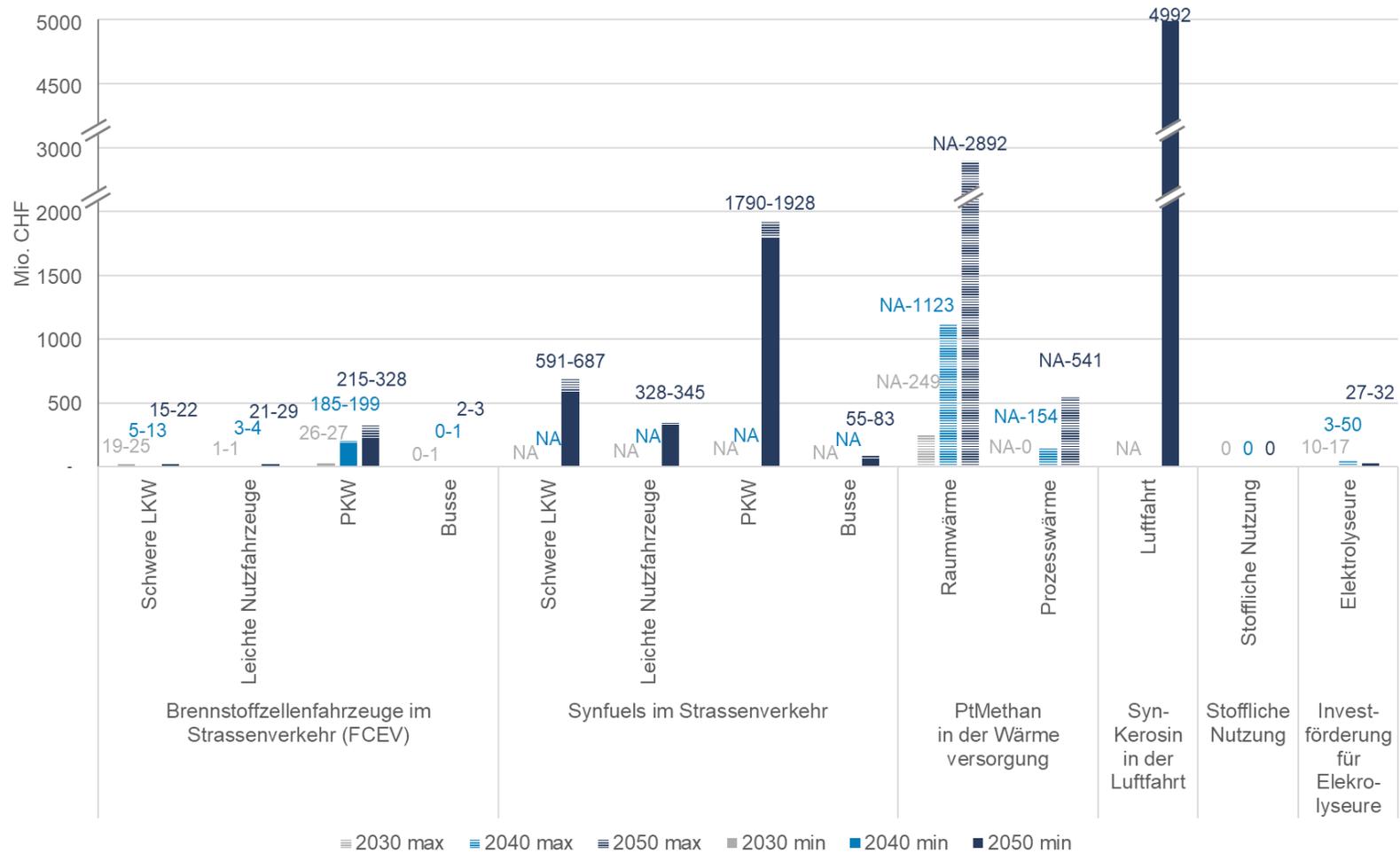


Abbildung 19: Jährliche Gesamtkostenlücken (Vollkostenpreise für Wasserstoff)

Abbildung 19: Jährliche Gesamtkostenlücken (Grenzkostenpreise für Wasserstoff)



Quelle: Compass Lexecon Analyse auf Basis von EP 2050+ und Modellierungsergebnissen

Anmerkung: NA = Kein Bedarf, max = Maximalwert aus Szenario Basis und Szenario B, min = Minimalwert aus Szenario Basis und Szenario B



Invest-Förderung für Schweizer Elektrolyseure

Man erkennt rechts in Abbildung 19 die jährlichen (Fix-) Kostenlücken der **Schweizer Elektrolyseure**, wie sie durch die Marktsimulation berechnet wurden. Im Jahr 2030 ist diese Lücke mit 10 Mio. CHF noch höher als 2040, da zunächst die Elektrolyseure noch teuer sind, und auch auf dem Schweizer Elektrolyseurmarkt keine teureren, „preissetzenden“ Elektrolyseure vorhanden sind. Dann sinkt die Lücke signifikant, da die Elektrolyseure günstiger werden. Weil europäischer Wasserstoff dann oft den Preis setzt, bieten sich somit höhere Erlösmöglichkeiten für Elektrolyseure in der Schweiz. Danach steigt die Fixkostenlücke der Elektrolyseure eher wieder, da sich auf den europäischen Strom- und Wasserstoffmärkten die inzwischen sehr hohen erneuerbaren und Elektrolyseur-Kapazitäten kannibalisieren (siehe Abschnitt 4.3.3).

Bei der Betrachtung der Förderkosten auf Vollkostenbasis (Abbildung 18) bestehen keine Förderkosten für die Wasserstoffproduktion, da hier vermeintlich fehlende Einnahmen im Wasserstoffmarktpreis, der nachfrageseitig gezahlt werden muss, bereits inkludiert sind.

Strassenverkehr (Brennstoffzellenfahrzeuge und Synfuels)

In Abbildungen 18 und 19 sind die Kostenlücken des **Strassenverkehrs**, für 2030, 2040 und 2050 abgebildet, wobei die Lücken für FCEV ganz links stehen und die Lücken für Syn-Fuel betriebene Fahrzeuge in der Mitte. Die Kostenlücken wurden, wie in Kapitel 6, unter Einbezug der Investitions- und Betriebskosten für Wasserstofffahrzeuge beschrieben und relativ zu Diesel- bzw. benzinbetriebenen Fahrzeugen berechnet. 2030 und 2040 sehen die Energieperspektiven noch keine Syn-Fuels vor, sodass für diese Jahre keine Kostenlücken berechnet wurden.

Aufgrund des stark zunehmenden Bedarfs steigen die Förderkosten über die Jahre in allen Fällen an. Insbesondere ist die Entwicklung der möglichen Förderkosten für FCEV-PKW hervorzuheben. Hier steigt nicht nur der Bedarf stark an, sondern bleibt auch die Kostenlücke weitestgehend bestehen, sodass die Förderkosten in 2050 bis zu über 400 Mio. CHF betragen können. Im Vergleich zu einer weiteren Verwendung von Benzin und Diesel, würde eine Verwendung von FCEV-PKW im Jahr 2050 also bis zu 400 Mio. CHF mehr kosten. Für andere Brennstoffzellenfahrzeuge zeigt das Modellierungsergebnis in Vergleich geringe Förderkosten auf. Wie in der Informationsbox in Kapitel 6.1 dargestellt, gibt es bei diesen Zahlen Unsicherheiten, bzw. neuerer Entwicklungen. Es könnte durchaus sein, dass BEV nicht nur bei PKW, sondern auch bei den anderen Fahrzeugtypen in Zukunft günstiger als FCEV sein werden (siehe Fazit für weitere Diskussion).

Eindeutiger wird es bei der Nutzung von Synfuels im Strassenverkehr: Die Modellierungsergebnisse zeigen Förderkosten von bis zu etwa 2 Mrd. CHF für PKW, 700 Mio CHF für LKW, 350 Mio CHF für leichte Nutzfahrzeuge und 100 Mio CHF für Busse auf. Diese Grössenordnung ist beträchtlich höher als die theoretischen Förderkosten für FCEV, was insbesondere auf die beträchtliche Kostenlücke pro Fahrzeug pro Jahr für die Synfuel-Nutzung im Strassenverkehr zurückgeführt werden kann.

Luftverkehr

In den Abbildungen 18 und 19 ist klar ersichtlich, dass der **Luftverkehr** aufgrund der hohen Mengen, sowie aufgrund der hohen Kostenlücke zwischen Syn-Kerosin und Kerosin, die grösste Kostenlücke in der Höhe von in etwa 5 Mrd. CHF jährlich aufweist.

Synthetisches Methan in Raum- und Prozesswärme

Für **synthetisches Methan** in der Raumwärme wären je nach Szenario entweder keine Förderung – da von Energieperspektiven nicht zur Dekarbonisierung vorgesehen – oder im Jahr 2030 bis zu 250 Mio. CHF vonnöten. Im Jahr 2050 wären es dann bereits bis zu 2900 Mio. CHF. Der hohe

Förderbedarf erklärt sich durch die Kombination aus hohen Mengen, sowie einem hohen Preisunterschied zwischen Methan und Syn-Methan. Im Bereich Prozesswärme, in dem auch die Hochtemperaturwärme zu verorten ist, wäre der Förderbedarf in 2030, wenn überhaupt bestehend, noch marginal, weil die Energieperspektiven zu diesem Zeitpunkt nur eine geringe Verwendung von Syn-Methan in diesem Bereich vorsehen. Bis 2050 würde der Förderbedarf jedoch durch die vorgesehenen Mengensteigerungen auf bis zu 550 Mio. CHF anwachsen.

Stoffliche Nutzung

In Abbildung 18 und 19 sieht man ebenso, dass - unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen für Rohstoffpreise – bereits 2030 grüner Wasserstoff im Vergleich zu grauem Wasserstoff mehr als konkurrenzfähig sein wird, und daher keine Förderkosten erwartet werden.

14 Fazit

In der vorliegenden Studie wurde ein Förderrahmen für grünen Wasserstoff in der Schweiz auf Basis der Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+) (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021a) entwickelt. Der Förderrahmen umfasst ökonomische und ordnungspolitische Mechanismen, um den für die Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems gemäss der Szenarien der EP 2050+ notwendigen Einsatz grünen Wasserstoffs und seiner Derivate (synthetische Energieträger) zu realisieren. Die Entwicklung des Förderrahmens wurde durch Sektoranalysen der jeweiligen Anwendungsfälle, Bewertung möglicher Massnahmen gegen definierte Kriterien und durch Kategorisierung der Massnahmen im Hinblick auf Unsicherheiten in den Anwendungen auf Basis einer Modellierung der Strom- und Wasserstoffpreise, sowie deren Auswirkung auf Förderkosten, erarbeitet.

Im Ergebnis lässt sich der Förderrahmen wie folgt zusammenfassen:

Sektor 1: Wasserstoffproduktion

Durch entsprechende Nachfrageförderungen sollte die Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff hoch genug sein, um die Produktionskosten zu decken (wie in Abschnitt 3.3 ausgeführt, empfiehlt sich eine Fokussierung auf Nachfrageförderung, um möglichst gezielt zu fördern, und Streuverluste hintanzuhalten).

Gerade in der Frühphase des Wasserstoffhochlaufs ist zu erwarten, dass sich auf dem Wasserstoffmarkt längerfristige Lieferverträge mit Vollkostenpreisen einstellen. Produzenten könnten dadurch Preise durchsetzen, welche die Fixkosten der Elektrolyseure anteilig enthalten (siehe Abschnitt 4.2 für eine Diskussion hierzu).

Sofern sich ein „Vollkostenmarkt“ herausbildet, wäre also eine Förderung der Wasserstoffproduktion also grundsätzlich nicht erforderlich. Von dieser grundsätzlichen Vorgehensweise gibt es jedoch zwei Ausnahmen: den Zeitraum vor 2030, und der Fall, dass sich kein „Vollkostenmarkt“, sondern ein „Grenzkostenmarkt“ für grünen Wasserstoff herausbildet.

Für die Zeit vor 2030, empfiehlt sich eine Investitionsförderung für Pilotprojekte, bis die Kostenparität zu grauem Wasserstoff erreicht ist. Dies wird voraussichtlich um 2030 der Fall sein (unterschiedliche Ergebnisse, abhängig vom Szenario – siehe Abbildung 10 in Kapitel 5.1).

Wenn sich ein „Grenzkostenmarkt“ für Wasserstoff, analog zum jetzigen Strommarkt, herausbilden sollte, so müsste man theoretisch bis ins Jahr 2050 und darüber hinaus die Kapitalkosten von Elektrolyseuren fördern.

In jedem Fall empfehlen sich auch flexible Netztarife für Elektrolyseure, da diese den Netzbetreibern die Möglichkeit geben, die Netzdienlichkeit (oder auch die Nicht-Netzdienlichkeit) des Elektrolyseurensatzes an den Elektrolyseurbetreiber zu signalisieren.

Auch in jedem Fall empfiehlt sich die Einführung von Herkunftsnachweisen, da diese die Basis für nachfrageseitige Förderungen bilden (welche nur grünen oder zumindest CO₂-neutralen Wasserstoff fördern wollen) und so eine ggf. vorhandene höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff auf der Konsumentenseite überhaupt erst genutzt werden kann.

Je nachdem welches Szenario eher eintritt, liegt die jährliche Förderhöhe zwischen 0 und 17 Mio. CHF in 2030, zwischen 0 und 50 Mio. CHF in 2040 und zwischen 0 und 32 Mio. CHF in 2050.

Sektor 2: Strassenverkehr

Die Sektoranalyse des Strassenverkehrs, in Kombination mit den Förderkosten ergibt folgendes Bild:

- Aufgrund der Besteuerung fossiler Treibstoffe ist Wasserstoff im Bereich LKW und leichte Nutzfahrzeuge möglicherweise bereits konkurrenzfähig, sofern die Kostenlücke durch eine relative Reduktion der Steuern auf vertankten Wasserstoff geschlossen werden könnte. Wie bereits erwähnt, reicht für die Förderung von Wasserstoff etwaig nur eine relative Steuerbefreiung aus. Die Kostenlücke bei Bussen ist relativ gering, sodass sie durch eine Erhöhung der Steuern auf fossile Treibstoffe und eine teilw. Abgabenbefreiung (auf LSVA und/oder Mineralölsteuer) (relativ zur Besteuerung der fossilen Treibstoffe) auf Wasserstoff geschlossen werden kann.
- Die jährlich erforderliche Förderung von FCEV im Bereich LKW, leichte Nutzfahrzeuge und Bussen, damit sich die in den Energieperspektiven vorgesehenen Mengen einstellen, läge im unteren bis mittleren zweistelligen Millionenbereich (unterschiedlich je nachdem ob man Szenario Basis und Szenario B, bzw. einen Vollkosten- oder Grenzkostenmarkt für Wasserstoff unterstellt).
- Möglicherweise ist bei LKW, leichten Nutzfahrzeugen und Bussen jedoch nicht die Kostenlücke zwischen Diesel/Benzin und FCEV entscheidend. Es ist durchaus möglich, dass BEV kostengünstiger oder zumindest gleichauf mit FCEV sein werden – auch wenn dies die EP 2050+ aktuell noch nicht vorsehen. Unter der Annahme, dass die Kilometervollkosten für FCEV und BEV in etwa gleichauf sein werden, würde ein kombiniertes Förderprogramm für FCEV und BEV auch eine Kostenlücke im unteren bis mittleren zweistelligen Millionenbereich zu schliessen haben.
- Im Bereich PKW zeichnet sich ohnehin bereits ein Kostenvorteil für Batteriefahrzeuge, nicht nur ggü. FCEV, sondern auch ggü. Diesel- und Benzinfahrzeugen ab. BEV-PKW müssen also voraussichtlich gar nicht gefördert werden. Dies ist bedeutsam, als das in-den-Markt Fördern von FCEV-PKW ca. 400 Mio. CHF p.a. kosten könnte.
- Syn-Treibstoffe sind generell in allen Vergleichen im Nachteil. Ein in-den-Markt fördern von Syn-Fuels, sodass die in den EP 2050+ vorgesehenen Mengen erreicht werden, könnte aus jetziger Sicht mehrere Milliarden CHF p.a. zur Schliessung der Kostenlücke benötigen.

Die folgenden Massnahmen erscheinen bereits jetzt sinnvoll („No-Regret“).

- Steuererhöhungen für fossile Kraftstoffe, da diese technologieneutral in Bezug auf die dann zu verwendenden Alternativen sind, Einnahmen generieren und wünschenswerte Steuerungswirkungen entfalten;

In Bezug auf die folgenden Massnahmen ist ein Zuwarten sinnvoll:

- Die zukünftige Kostenentwicklung von BEV-LKW im Vergleich zu FCEC-LKW erscheint aktuell noch unsicher. Gleiches gilt wohl auch für leichte Lieferfahrzeuge und Busse. Gerade für Wasserstoff-LKW, leichte Lieferfahrzeuge und Busse, würde sich (wie bereits heute implementiert) eine Senkung der Steuern relativ zu fossilen Alternativen anbieten, um die Technologien ohne zusätzlichen administrativen Aufwand im Vergleich zu Diesel konkurrenzfähig zu machen. Eine solche Massnahme müsste jedoch mit entsprechenden Erleichterungen für BEV kombiniert

werden, um nicht einer Technologie (FCEV) einen ungerechtfertigten Wettbewerbsvorteil ggü. einer anderen, möglicherweise auch konkurrenzfähigen Technologie (BEV) zu geben.

- Ergänzend können, wo notwendig, Investitionsförderungen verwendet werden, um die Investitionsentscheidungen entsprechend zu beeinflussen. Gerade bei Bussen, wo auch im Falle einer Steuererleichterung noch eine Kostenlücke verbleibt, wäre dies ggf. sinnvoll.
- Durch eine gezielte Kombination von Steuererleichterungen und Investitionsförderungen, kann die Förderhöhe an die jeweilige Kostenlücke bei LKW, leichten LKW und Bussen angepasst werden, sodass die Streuverluste der Förderung geringgehalten werden können. Sollte man sich für so einen Fördermix entscheiden, so soll die Technologiekonkurrenz zwischen FCEV und BEV offengehalten werden.
- Sofern sich bei LKW, leichten Lieferfahrzeugen oder Bussen eine ähnliche Situation wie bei den PKW einstellen, nämlich dass BEV zur dominierenden Technologie werden, so sollten analog zu unserer Empfehlung für PKW, die Förderungen eingestellt oder gar nicht erst gestartet werden.
- Es ist im Moment noch nicht absehbar, ob die bestehende und sich entwickelnde Marktdynamik sowie die oben beschriebenen Förder- und Anreizsysteme für eine vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors bis 2050 ausreichen werden. Sofern absehbar ist, dass dieses Ziel nicht erreichbar ist, kann mit der Einführung einer – im Zeitablauf auf 100% steigenden – Quote für Syn-Treibstoffe auch der verbleibende Bestand an Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmotoren sukzessive dekarbonisiert werden. Teilweise erfolgt die Dekarbonisierung dabei durch den von teuren Syn-Treibstoffen ausgehenden Kostendruck hin zu dekarbonisierten Technologien. Ausserdem ist noch nicht klar, in welchem Umfang und zu welchem Preis Syn-Fuels tatsächlich zur Verfügung stehen werden. Entsprechend erscheint hier auf jeden Fall ein Zuwarten sinnvoll.

Da keine Förderungen für FCEV oder auch BEV, jedoch im Gegenteil Steuererhöhungen für fossil betriebene Fahrzeuge empfohlen werden, fallen im Rahmen der empfohlenen Massnahmen keine Kosten an. Ein mögliches Förderprogramm für FCEV und/oder BEV im Bereich LKW, leichte Nutzfahrzeuge und Busse, würde 20-50 Mio. CHF/a in 2030, 10-30 Mio. CHF/a in 2040, sowie 30-50 Mio. CHF/a im Jahr 2050 kosten. Für die Förderung von Syn-Fuel, welche wir nicht empfehlen, kämen in 2050 nochmals zwischen 2.750 Mio. CHF und 3.000 Mio. CHF hinzu.

Sektor 3: Luftverkehr

In den EP 2050+ und in der vorliegenden Studie wurde die Nutzung von Syn-Kerosin als drop-in Fuel untersucht. Syn-Kerosin erscheint aktuell als der einzige hinreichend erprobte Weg einer Dekarbonisierung des Luftverkehrs. Das Ergebnis der Sektoranalyse stellt insbesondere die Relevanz von Carbon Leakage Risiken, sowie die grosse Kostenlücke hervor.

Darauf aufbauend wird die Einführung einer im Zeitablauf ansteigenden Syn-Kerosin (bzw. SAF) Quote empfohlen, die a) die Kostenlast langsam anheben kann, sowie b) die Kostenlast direkt auf die Konsumenten und Anbieter überwälzt, ohne den Staatshaushalt zu belasten. In Anbetracht des Carbon Leakage Risikos, also eines Ausweichens der Kerosinnachfrage in andere Länder, wäre eine Koordination mit Nachbarstaaten wünschenswert. Ggf. kann zusätzlich noch eine Steuer auf fossiles Kerosin eingeführt werden.

Kostenseitig würde eine (100%-)Quote für Syn-Kerosin den Flugsektor in 2050 jährlich mit zusätzlich 5 Mrd. CHF belasten, sofern keine weitere Kostendegression – über die angenommene Entwicklung des Syn-Kerosinpreises hinaus – stattfindet. Durch die Erweiterung auf eine SAF-Quote, können die Kosten möglicherweise auch reduziert werden.

Sektor 4: Synthetisches Methan in der Wärmeproduktion

Die Sektoranalyse der Nutzung von synthetischem Methan in der Wärmeproduktion zeigt grosse Unterschiede zwischen Raumwärme- und Hochtemperaturwärmenutzung auf. Insbesondere ist das Carbon Leakage Risiko unterschiedlich zu bewerten: Bei der Hochtemperaturwärme besteht eher das Risiko, dass Nachfrager ins Ausland abwandern. Daher unterscheiden wir in Folge zwischen Raum- und Hochtemperaturwärme:

Raumwärme: Anstatt durch Förderungen Syn-Methan konkurrenzfähig zu machen, obwohl es eine Reihe von technologischen Alternativen gibt, empfiehlt sich der anhaltende Fokus auf CO₂-Steuern. Die Endkunden wählen dann die für sie passende (insbesondere die für ihren Fall günstigste) CO₂-neutrale Alternative (siehe Tabelle 15). Punktuell, und wo notwendig (also wo es aus irgendwelchen Gründen keine günstigeren Alternative zu Methan gibt), könnten Betriebskostenförderungen für Syn-Methan (oder allgemeiner CO₂-freies Methan) verwendet werden (Investitionskostenförderungen würden nicht benötigt werden, da die gleiche Technik wie für fossiles Methan verwendet wird).

Ebenso empfiehlt sich die Einführung von Herkunftsnachweisen für Syn-Methan.

Hochtemperaturwärme: Auch für die Hochtemperaturwärme empfiehlt diese Studie eher einen Fokus auf den CO₂-Preis bzw. CO₂-Steuern, unter dem Vorbehalt dass ggf. Carbon Leakage Risiko verhindert werden soll. Die Verbraucher wählen dann die für sie günstigste und passendste CO₂-neutrale Alternative. Zusätzlich sollte für spezifische technologische Sonderfälle Förderung im Hochtemperaturwärmesegment bereitstehen, um einen Lock-in von „fossilen“ Investitionen zu vermeiden. Je nach Entwicklung des Syn-Methan Marktes und der Technologien können zusätzlich Doppelauktionen für Supply Contracts für grosse Abnehmer (d.h. insbesondere HT-Wärme) hinzugezogen werden.

Gezielte Förderprogramme im Bereich Prozess- bzw. Hochtemperaturwärme sind entweder nicht nötig, oder würden Kosten von bis zu 550 Mio. CHF Jahr verursachen.

Sektor 5: Grüner Wasserstoff in WKK-Anlagen

Wasserstoff-WKK könnten interessant sein, wenn in Zukunft in den Wintermonaten der im Sommer gespeicherter Wasserstoff, wieder verstromt werden soll. Allerdings gibt es mehrere Alternativen, die mitunter bereits technologisch weiter entwickelt sind.

Eine Quantifizierung der Kostenlücke zwischen mit Methan befeuerten WKK, sowie mit grünem Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen-WKK war auf Basis der in den Energieperspektiven 2050 zur Verfügung gestellten Daten nicht vollständig möglich. Diese Quantifizierung würde so auch wenig Sinn ergeben, da in einem solchen Vergleich, ähnlich wie für den Strassenverkehr in dieser Studie, die relevanten CO₂-freien Alternativen berücksichtigt werden müssten. Im Fall von WKK sind dies auch Biomasse/Biomethan, Geothermie sowie Grosswärmepumpen. Auf Basis dieser Berechnung müsste ein Fördersystem für WKK gestaltet werden, sofern CO₂-freie WKK überhaupt gefördert werden müssen.

Fazit: Es empfiehlt sich die Prüfung eines technologieneutralen Fördersystems für WKK.

Sektor 6: Stoffliche Nutzung

Wasserstoff wird schon heute in der Schweiz als Rohstoff in Produktionsprozessen der petrochemischen Industrie sowie im produzierenden Gewerbe genutzt. Die grossen zukünftigen Nachfrager von Wasserstoff, wie z.B. die Stahlproduktion, sind jedoch nicht in der Schweiz zu finden. Der

langfristige Bedarf nach Wasserstoff in der petrochemischen Industrie ist unklar und neue stoffliche Nutzungen sind tendenziell nicht in Sicht.

Da grüner Wasserstoff bereits 2030 absehbar (mehr als) konkurrenzfähig gegen grauen Wasserstoff (unter Einrechnung von CO₂-Kosten) sein wird, ist generell keine Förderung notwendig. Es kann jedoch angezeigt sein, zur Vermeidung von Lock-in Effekten Investitionen in Elektrolyseure zu fördern, wenn in den nächsten Jahren die Erneuerung einer Anlage zur Produktion von grauem Wasserstoff ansteht. Dies trifft vor allem für die vor-Ort Produktion in Industrieanlagen zu.

Falls sich die Konkurrenzfähigkeit grünen Wasserstoffs nicht wie aktuell erwartet entwickelt, können Doppelauktionen für Supply Contracts für die Bereitstellung von Wasserstoff für die Industrie genutzt werden.

Daher empfiehlt sich die Notwendigkeit von Förderungen für Investitionen einzelfallabhängig zu machen, und in Bezug auf Supply Contracts abzuwarten.

A Bewertungskriterien für Fördersysteme

A.1 Überblick

Die Bewertungs- und Designkriterien teilen sich grob in drei Kategorien:

- Fördermechanismen sollen mikroökonomischen Effizienzkriterien genügen, und mikroökonomische Zusammenhänge eher ausnutzen, als gegen die Marktmechanismen zu arbeiten.
- Darüber hinaus sollen die Fördermechanismen den wirtschaftspolitischen Anforderungen und Zielen entsprechen (wirtschaftspolitische Kriterien); und
- die Massnahmen müssen in den gesellschaftlichen und administrativen Rahmen eines Staates passen (fiskalpolitische Kriterien).

Die untenstehende Tabelle stellt die Kriterien zusammenfassend dar, welche im Folgenden in grösserer Detailtiefe erläutert werden.

Tabelle A1: Übersicht über Kriterien des Analyserahmens

Kategorien	Ausgewählte Aspekte der Kriterien
(mikro-)ökonomische Kriterien	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zielerreichung – z.B. durch glaubwürdiges Signal an Marktteilnehmer und Investitionssicherheit ▪ Ökonomische Effizienz – CO2 Reduktion zu möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten, z.B. durch Minimierung von Verzerrungen und Technologieneutralität ▪ Förderung Einheitlicher Wasserstoffmarkt als langfristiges Ziel → Wettbewerbsfähigkeit, Liquidität, zuverlässige Preissignale
Wirtschaftspolitische Kriterien	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Carbon Leakage verhindern ▪ Wertschöpfung in der Schweiz ▪ Fördersysteme müssen den Aufbau der Infrastruktur mitbedenken. Einspeiseprämien könnten z.B. erst dann Sinn machen, wenn Markt und Transportinfrastruktur vorhanden sind
Fiskalpolitische Kriterien	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Um)Verteilungswirkung ▪ Verursachungsgerechtigkeit ▪ Transparenz und Vollzugsaufwand? ▪ Ggf. können bestehende Systeme und Verwaltungen genutzt werden (z.B. Treibstoffsteuer) ▪ Welche Auswirkungen auf kantonale Haushalte, und den Bundeshaushalt hat die Massnahme?

Quelle: Compass Lexecon Analyse

A.2 Mikroökonomische Kriterien

Ökonomische Effizienz – Wie kann ein möglichst grosser Effekt mit möglichst geringen Kosten erzielt werden?

- Ökonomische Effizienz bedeutet, dass die Zielerreichung mit möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten. Möglichst geringe gesamtwirtschaftliche Kosten heisst, dass nicht nur die direkten Kosten einer Fördermassnahme berücksichtigt werden sollten, sondern auch (soweit möglich) die Kosten von Verzerrungen, welche durch die Massnahme entstehen. Bei der Beurteilung solcher Verzerrungen stützen wir uns oft auf Vorhersagen der ökonomischen Theorie, da sie oft nicht oder nur sehr schwer vollständig quantifiziert werden können.
- Ein Beispiel ist die Technologieneutralität: Bei der Auswahl zwischen zwei möglichen Fördermassnahmen würden wir die Massnahme bevorzugen, die den Akteuren im Markt die grössere Wahlfreiheit zwischen Technologien lässt. Auch wenn der konkrete monetäre Vorteil einer solchen Eigenschaft (Technologieneutralität) nur schwer zu bestimmen ist, so weiss man aus der ökonomischen Theorie, dass sich daraus mit hoher Wahrscheinlichkeit Vorteile für die Wettbewerbsfähigkeit des Marktes ergeben werden.

Zielerreichung – Wie kann sichergestellt werden, dass der Effekt eintritt, ohne negative Externalitäten zu generieren?

Fördermassnahmen sollten die notwendige Signalwirkung ausstrahlen. Eine Massnahme ist ineffektiv, wenn sie die anberaumten wirtschaftspolitischen Ziele nicht erreichen kann. Sie darf aber zum anderen nicht dazu führen, dass das Verhältnis zwischen Risiko und Ertrag unangemessen ist und zu negativen Externalitäten führt. Hier sind das Crowding-Out von privatwirtschaftlichen Krediten bei Einführung von staatlichen "Green Bonds", oder die Förderung von FCEV gegen BEV Beispiele, in denen die Signalwirkung der Massnahmen nicht effektiv, d.h. notwendig, und ohne negative Externalitäten ist.

Förderung von Wettbewerb – Wie kann die Massnahme Wettbewerb fördern und nutzen?

Das Ziel ist, langfristig einen Wasserstoffmarkt zu schaffen, der ohne Subventionen auskommt und dass marktwirtschaftliche Mechanismen zur effizienten Bewertung und Verteilung von Gütern und Anwendungsfällen führen. Fördersysteme und ordnungspolitische Anpassungen sollen die Vorteile von Wettbewerb ausschöpfen, ohne alle zukünftigen Anwendungsfälle den Marktkräften auszusetzen, bevor deren Forschung und Entwicklung hinreichend weit fortgeschritten und die notwendige Markttiefe vorhanden ist.

A.3 Wirtschaftspolitische Kriterien

Förderung der Schweizer Industrie – Wie kann die Massnahme zu einem attraktiven Industriestandort Schweiz beitragen?

Diese Studie prüft die möglichen Fördermassnahmen auch im Lichte von deren Auswirkung auf die wirtschaftliche Aktivität in der Schweiz. Carbon Leakage Risiken sollen möglichst adressiert und umgangen werden. Zum anderen sollen entsprechende Massnahmen zur Resilienz der Schweizer Industrie beitragen. Das bedeutet, dass Abhängigkeiten zu anderen Staaten oder zu bestimmten Ressourcen kritisch bewertet und je nach potenziellen Folgeeffekten abgeschwächt werden sollen.

Umweltpolitik – Wie trägt die Massnahme zur Erreichung der umweltpolitischen Ziele bei?

Sofern sich über die Dekarbonisierung hinaus weitere umweltpolitische Implikationen ergeben, führen wir diese entsprechend an.

Koordination mit der Infrastrukturentwicklung – Inwieweit ist die Massnahme im Einklang mit relevanter Infrastrukturentwicklung?

Die auf Angebot und Nachfrage abgezielten Fördermechanismen sollten mit der Entwicklung der notwendigen Infrastruktur koordiniert werden. Welche Fördersysteme implementiert werden können, hängt ggf. vom Stand der Marktentwicklung ab, welche von der Infrastrukturentwicklung abhängt. Am Beginn des Markthochlaufs werden Elektrolyseure ggf. noch für spezifische Nachfrage zur lokalen Produktion gebaut werden, und sich aufgrund der fehlenden Transportinfrastrukturen in einer Lock-In Situation befinden (d.h. sie können nur an einen lokalen Nachfrager verkaufen). Diese schränkt ggf. die Auswahl von Fördermechanismen ein.

Bestehende Infrastruktur, die ggf. weitergenutzt werden kann, kann weitere Kostenvorteile darstellen. Diese Zusammenhänge sind in der Bewertung der Anpassungen und Fördermechanismen mit einzubeziehen.

A.4 Fiskalpolitische Kriterien

Verteilungswirkung – Wie stark sind mögliche negative (Um-)Verteilungswirkungen der Massnahme?

Das oben definierte mikroökonomische Effizienzkriterium verlangt die möglichst weitgehende Ausrichtung an Marktpreisen, und das Bepreisen von CO₂ Emissionen durch einen CO₂ Preis. Das Nutzen des Marktes zur Dekarbonisierung würde die gesamtwirtschaftlichen Kosten dieser so gering als möglich halten.

Dieser Vorgehensweise sind jedoch manchmal politische bzw. praktische Grenzen gesetzt. Würde man die Dekarbonisierung der Wirtschaft z.B. ausschliesslich durch den CO₂ Preis vorantreiben, so wären die Treibstoff- und Strompreise wesentlich höher, was ggf. politisch nicht akzeptabel ist. Insbesondere einkommensschwache Haushalte könnten durch eine weitestgehend marktgetriebene Dekarbonisierung über den CO₂ Preis überproportional getroffen werden.

Umsetzbarkeit – Wie kompliziert ist die Umsetzung und die Teilnahme an der Massnahme?

Das Kriterium der Umsetzbarkeit ist ein Mass der Praktikabilität der Fördermassnahme. So umfasst das Kriterium den Aufwand auf staatlicher, unternehmerischer, und Konsumentenseite. Eine hohe Umsetzbarkeit ist eher gegeben, wenn das Fördersystem relativ einfach und günstig zu verstehen und durchzuführen ist. Eintrittsbarrieren sollen möglichst gering sein, um sinnvoll am Fördersystem teilzunehmen. Auch Transparenzbedarfe und die Vorhersehbarkeit der Fördereffekte können hier eingruppiert werden.

Förderkosten – Wie teuer ist die Massnahme?

Die Kosten für den Staatshaushalt der jeweilige Massnahme stellen das letzte fiskalpolitische Kriterium dar. Hier wird sowohl betrachtet wie hoch die gesamten Kosten des Fördersystems sind, wer diese Kosten zu tragen hat, und inwieweit die Kosten allein für die Administration des Fördersystems anfallen. Kosten können sowohl als zusätzliche Ausgaben aufkommen, als auch als entgangenes Einkommen. Sie werden nicht bewertet, wenn sie nicht aufgrund des Fördersystems bestehen. Z.B. bedeutet dies, dass die Mehrkosten eines Verbots von ICE nur anteilig verrechnet werden. Der Anteil entspricht dann dem Anteil Nutzern, die auf FCEV umgestiegen sind.

B Detailanalyse möglicher Fördersysteme

Die möglichen Fördersysteme unterscheiden sich zwischen den **adressierten Marktteilnehmern**: Produzenten und Konsumenten von Wasserstoff (bzw. seiner Derivate). Für Massnahmen die erstere adressieren wird in weiterer Folge der Begriff „Angebotsmassnahmen“ genutzt und für Massnahmen die zweite Adressieren „Nachfragemassnahmen“. Dies ist unabhängig davon, ob seitens der Wasserstoffkonsumenten deren Input oder (in Spezialfällen wie z.B. der WKK) deren Output gefördert wird. Daneben gibt es einige Massnahmen, die sowohl die Produktions- als auch die Nachfrageseite direkt ansprechen. Diese „hybriden Massnahmen“ werden im Anschluss an marktteilnehmerspezifische Massnahmen diskutiert.

B.1 Angebotsmassnahmen

Produktionsseitige Massnahmen können in Form von Investitionsbeihilfen und Betriebsbeihilfen bereitgestellt werden. Während Investitionsbeihilfen die einmaligen Kosten zur Errichtung des Elektrolyseurs oder die Finanzierungskosten senken, sind Betriebsbeihilfen Massnahmen, die (über einen längeren Zeitraum oder die gesamte Projektlebenszeit) die Betriebskosten beeinflussen.

Investitionsbeihilfen werden in der Regel in Form von vom Staat geleisteten direkten Zuschüssen, Kreditgarantien oder begünstigten Krediten gewährt. Bei Investitionsbeihilfen wird typischerweise nicht das gesamte Projektrisiko durch den Staat übernommen. Dadurch verbleibt beim Investor der Anreiz für eine effiziente Investition. Um bei begrenztem Förderbudget die effizientesten Projekte zu identifizieren, erfolgt die Fördervergabe mitunter durch Auktion. Die Förderung wird dann jenen Investoren zugesprochen, die die geringste Förderung pro Einheit produziertem Wasserstoff benötigen. Um Produktionstechnologien mit unterschiedlichem Reifegrad (und daher unterschiedlichen spezifischen Produktionskosten) zu fördern, die alle Marktreife erlangen sollen, wären dabei technologiespezifische Auktionen erforderlich.

Betriebskostenbeihilfen sind Massnahmen, die die laufenden Betriebskosten der Wasserstoffproduktion beeinflussen. Ihre Kosten können vom Staat getragen oder auf verschiedene Konsumentengruppen umgelegt werden. Relevante Massnahmen sind hierbei:

- **Betriebskostenreduktionen** zielen darauf ab (im weitesten Sinn staatlich) beeinflussbare Anteile der Betriebskosten (z.B. Steuern, Gebühren, Umlagen) zu reduzieren oder sonstige Betriebskosten zu bezuschussen. Die bereits heute angedachte Befreiung von Elektrolyseuren von Stromnetzentgelten (Suter, 2022) – bei gleichzeitiger Überwälzung entsprechender Kosten auf andere Netznutzer – fällt in diese Massnahmengruppe...
- **“Carbon Contracts for Difference”** kompensieren Vermeidungskosten von CO₂ Emissionen. Die Vergütung bei CCfD ist dynamisch und entspricht der Differenz zwischen einem festgelegten Referenzpreis und dem jeweils aktuellen CO₂ Preis. CCfD sind insbesondere dann sinnvoll, wenn Investitions- und Betriebsentscheidungen von der Unsicherheit der Entwicklung des CO₂-Preises abhängen. Contracts for Difference können auch auf andere Preisindizes neben dem CO₂-Preis referieren. In diesen Fällen wird dann nicht nur die Vermeidung von CO₂-Emissionen vergütet, sondern meistens auch sonstige Mehrkosten gegenüber dem Preisindex.

Der **Unterschied** zwischen Investitions- und Betriebsbeihilfen liegt darin, dass entweder die Produktionskapazität oder eben die Produktion des Endprodukts als solches gefördert wird. Beide Ansätze haben spezifische Vor- und Nachteile. Die Vorteile der Förderung von Kapazitäten sind dabei insbesondere:

- die Aufrechterhaltung von kurzfristigen Marktsignalen beim Betrieb der Produktionskapazitäten und damit von Anreizen für bedarfsgerechte (zeitlich variable) Produktionsmengen. Das Dispatch Signal wird somit nicht verzerrt. Dies reduziert auch die Notwendigkeit von Speichertechnologien, da Wasserstoff eher zu jenen Zeiten produziert wird, in denen er gebraucht wird.
- der Anreiz, möglichst effiziente – d.h. die Betriebskosten reduzierende – Elektrolyseure zu entwickeln und nutzen. Dies ist vor dem Hintergrund eines knappen Strommarkts von hoher Bedeutung.

Dem gegenüber stehen die Nachteile, dass:

- Investitionsförderungen nicht zwingend ausreichen grünen Wasserstoff ggü. fossil-basiertem Wasserstoff konkurrenzfähig zu machen (Kapitalkosten machen nur einen Teil der Gesamtkosten grünen Wasserstoffs aus).
- der Staat einem höheren Überförderungsrisiko ausgesetzt ist, da Investitionsförderung ex-ante ausgezahlt werden muss, während Betriebsbeihilfen (wie bspw. CCfD) in zeitlicher Abhängigkeit von Marktbedingungen festgelegt werden können.

Grundsätzlich besteht bei der Angebotsförderung die Herausforderung, dass dadurch Anwendungen, die bereits im Geld sind, ihre Marge auf Staatskosten erhöhen können. Dieser Effekt kann auch als „Streuverlust“ definiert werden.

Im Lichte der absehbar hohen Importe von Wasserstoffderivaten in die Schweiz (Prognos, TEP Energy & Infrac, 2021a) erfolgt ein hoher Anteil der Investitionen in Anlagen zur Produktion des für die Schweiz benötigten Wasserstoffs nicht in der Schweiz. Dadurch ist eine Investitionsförderung ggf. nicht möglich. Dem gegenüber besteht eher kein Carbon Leakage Risiko, weil es sich bei der Angebotsförderung um Zuzahlungen oder finanzielle Erleichterungen für die Produzenten handelt.

Angebotsbeihilfen sind nicht automatisch produktionstechnologieneutral, sodass Wasserstofftechnologien gegenüber anderen Methoden zur Dekarbonisierung, z.B. Wärmepumpen im Bereich Raumwärme, zur Erreichung der wirtschaftspolitischen Ziele ineffizient bevorzugt werden könnten. Es kommt ggf. zu einem politischen, d.h. auf das Förderdesign zurückzuführenden, „picking winners“. Diese „Kürung“ eines einzigen Gewinners (z.B. grüner Wasserstoff auf Basis bestimmter Technologien) ist mit mindestens zwei Risiken verbunden:

- Erstens gibt es derzeit nicht genügend Produktionskapazitäten für grünen Strom, und deren weiterer Hochlauf könnte nicht schnell genug von statten gehen.
- Zweitens bleiben so möglicherweise Chancen für die kostengünstige Bereitstellung von grossen CO₂-neutralen Wasserstoffmengen durch andere Technologien ungenutzt.

B.2 Nachfragemassnahmen

Nachfrageförderungen zielen darauf ab, die Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff zu erhöhen. In der Schweiz wird (in den EP 2050+) von sehr unterschiedlichen Anwendungsfällen – und damit einhergehend einer Heterogenität der Marktteilnehmer – für die Nutzung grünen Wasserstoffs und seiner Derivate ausgegangen. Nicht alle möglichen Angebotsmassnahmen sind für alle Anwendungsfälle geeignet. Bei den Nachfragemassnahmen stellt sich die Situation insofern anders

dar, als annahmegemäss (EP 2050+) nur grüner Wasserstoff selbst – also ein homogenes Produkt – nicht aber seine Derivate in der Schweiz produziert werden.

Wasserstoffkonsumenten können Endverbraucher wie z.B. individuelle Fahrzeugeigentümer sein. Diese haben eine breite Palette an Möglichkeiten zur Deckung ihres Mobilitätsbedarfs: FCEV, BEV, und ICE, wenn nicht sogar Individualverkehr und öffentlichem Personenverkehr. Andere Wasserstoffnachfrager sind Industrieunternehmen und möglicherweise sogar in der Energieumwandlung tätig. WKK-Anlagenbetreiber beispielsweise würden Wasserstoff in Abhängigkeit des Wärmebedarfs und der Strompreise benötigen. Aufgrund dieser unterschiedlichen Ausgangsbedingungen der Wasserstoffnachfrage bedarf eine nachfrageseitige Förderung einer höheren Granularität im Sinne von Marktabgrenzungen und Kriterien zur Fördervergabe. Im Folgenden werden Massnahmen dargestellt.

Wie auch bei produktionsseitigen Massnahmen können **Investitions- und Betriebsbeihilfen** eingesetzt werden. Auch bei der Nutzung grünen Wasserstoffs würde der Staat Teile des Risikos bzw. der Kosten übernehmen. Diese Massnahmen reduzieren die zur Nutzung von grünem Wasserstoff notwendigen Anschaffungskosten oder die Kosten für den Endverbrauch (z.B. durch Steuererleichterungen oder Zahlungen aus (C)CfDs). Dadurch können Kostendegressionen durch Skalenerträge erreicht und Abnahmerisiken reduziert werden (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2022). Als Fördermassnahmen stellen sie eine vergleichsweise hohe Bürde für die zahlende Organisation dar. Dies ist auch deshalb der Fall, da Quoten und Verbote Kosten für den Verbraucher implizieren und CO₂-Bepreisung je nach Design sogar Einnahmen für den Fiskus darstellen.

Massnahmen wie **Quoten und Verbote** regeln die Grenzen der einzelnen Märkte, innerhalb derer die Akteure marktwirtschaftlich tätig werden. Quoten können, aber müssen nicht technologiespezifisch sein. So kann z.B. festgelegt werden, dass ein bestimmter Anteil eines vertankten Treibstoffes aus wasserstoffbasierten Treibstoffen bestehen muss. Alternativ kann Technologieneutralität gewahrt werden, indem die zulässige Menge an fossilen CO₂-Emissionen beschränkt wird. Diese Quote kann dann auf unterschiedlichen Metriken, wie z.B. Fahrzeugpark, Treibstoff oder Beförderungsmenge basieren. Quoten und Verbote sind Massnahmen, die nur indirekt in die Preisfindung des Markts eingreifen. So beeinflussen sie nicht direkt die Preise, sondern sie reglementieren den Markt, sodass für manche Produkte mitunter kein offizieller Markt mehr vorhanden ist, d.h. die Nachfrage sinkt zwangsweise. Sie kann dann durch alternative Anwendungsfälle wie z.B. Energieträger auf Basis grünen Wasserstoffs ersetzt werden. Alternativ kann der regulatorische Druck – zumindest bei einigen Anwendungsfällen – auch zu einer Verlagerung der Nachfrage in weniger regulierte Gebiete – d.h. zu „Carbon Leakage“ – führen. Dieses Risiko besteht bei Investitions- und Betriebsbeihilfen nicht. Quoten und Verbote werden – in Form von Bestimmungen, die erst mittel- oder langfristig greifen – insbesondere auch als Signale genutzt, um langfristige Investitionen in Anwendungen zu reduzieren, die fossile Energieträger benötigen würden (IRENA, 2022).

Eine weitere Massnahme ist die **CO₂-Bepreisung**, die zusätzliche Kosten der Nutzung von fossilen Energieträgern auferlegt. Dadurch werden emissionsfreie Anwendungsfälle, d.h. unter anderem die Nutzung von grünem Wasserstoff, im Vergleich attraktiver.⁵⁴ Diese Massnahme ist aus umweltökonomischer Sicht nicht unbedingt als Kostenpunkt anzusehen, da sie eine Internalisierung externer Kosten und damit einhergehenden Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit impliziert. Die Kosten wurden davor lediglich nicht im Markt abgebildet. Dennoch werden natürlich die Industrie und Haushalte durch die höheren CO₂-Preise belastet. Eine Sonderform der CO₂-Bepreisung ist die Einführung eines Cap-and-Trade-Systems. Dort wird ein Abgleich zwischen den Sektoren und

54

Der Vollständigkeit halber ist zu erwähnen, dass die CO₂-Bepreisung auch eine angebotsseitige Massnahme darstellt, wenn grüner Wasserstoff als Alternative zu grauem Wasserstoff produziert werden soll.

dekarbonisierten Alternativen ermöglicht. Für verschiedene Anwendungsfälle gibt es bereits heute Massnahmen der CO₂-Bepreisung (CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe, Kompensationspflicht für Importeure fossiler Treibstoffe, Emissionshandelssystem (Bundesamt für Umwelt, 2020)) oder es werden diese geplant (z.B. Beimischpflicht für erneuerbare und erneuerbar synthetische Flugtreibstoffe).

Die Verwendung eines CO₂-Preises hat den Vorteil, dass Investoren angereizt werden, effiziente Entscheidungen auf Basis der gesetzten Preissignale (d.h. Kosten pro vermiedene CO₂-Emissionen) vorzunehmen. Entsprechend werden sie als wichtige Mechanismen in der Förderung von Dekarbonisierungsbestrebungen angesehen (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021). Wie weit jedoch die in den EP 2050+ geplante Nutzung grünen Wasserstoffs in der Schweiz nur auf Basis eines CO₂ Preises angereizt werden kann, hängt von mehreren Faktoren ab:

- der CO₂-Preis müsste schnell ein relativ hohes Niveau erreichen, um realistisch in der Lage zu sein, Kostendifferenzen für grünen Wasserstoff zu schliessen. Ab einem gewissen Punkt kann dies das politisch akzeptable Niveau überschreiten.
- eine CO₂ Grenzsteuer könnte eingeführt werden, welche die sogenannte „Carbon Leakage“, also die Abwanderung energie- bzw. emissionsintensiver Industrien, hintanhält. Die in diesem Bericht untersuchten Industrien zeigen bis auf einen Teil des Flugverkehrs (Umsteiger) und die Industrie (stoffliche Nutzung und Hochtemperaturwärme) kein allzu starkes Carbon Leakage Risiko in Bezug auf die Einführung von Wasserstoff. Insgesamt gehen wir jedoch davon aus, dass höhere CO₂ Preise schon für einige Industrien das Risiko einer Abwanderung erhöhen würden.
- ein über Märkte gebildeter CO₂-Preis kann eine Quelle zusätzlicher Risiken für Business-Cases zur Nutzung von grünem Wasserstoff sein (volatile CO₂-Preise) und dadurch die Kapitalkosten erhöhen.
- Die jeweiligen Anwendungsfälle müssten von der CO₂-Bepreisung umfasst sein – aktuell sind viele CO₂-Bepreisungssysteme, wie bspw. die Bepreisung in der Luftfahrt, in ihrer Anwendung beschränkt.

B.3 Hybride Fördermechanismen

Abgesehen von designierten angebots- bzw. nachfrageseitigen Massnahmen gibt es hybride Fördermechanismen, die gleichzeitig Produktion und Nutzung in einem System integrieren. Hierbei sind insbesondere fünf Kategorien zu nennen:

Herkunftsnachweise bzw. Zertifikate spezifizieren den Ursprung und daher die mit der Produktion einhergehenden Emissionen des Wasserstoffs. Zertifikate können wie andere Produkte frei im Markt hergestellt und nachgefragt werden. Ggf. bedarf es allerdings staatlicher Kontrolle, um Verbraucherschutz und Markttransparenz zu gewährleisten. Darüber hinaus kann auch der Gebrauch von Labeln verpflichtend gemacht werden, wenn eine Kennzeichnung der Emissionen verschiedener Produkte nicht marktgetrieben erfolgt. Durch diese können dann Verbraucher über den Ursprung des genutzten Wasserstoffs, bzw. Verbraucher über die verbundenen Emissionen der Anwendungsfälle informiert werden. Ein Zertifikatssystem oder (verpflichtende) Labels an sich führt nur in dem Umfang zu einer Förderung grünen Wasserstoffs als grundsätzlich erhöhte Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff besteht. Daneben ist ein Zertifikatssystem für grünen Wasserstoff jedoch in der Regel eine notwendige Voraussetzung zur Implementierung nachfrageseitiger Fördermechanismen damit nicht indirekt CO₂-intensiver Wasserstoff gefördert wird.

Doppelauktionen für Supply Contracts sind zweiseitige Auktionen, die die Kostenlücke zwischen Angebotspreis und Zahlungsbereitschaft überbrücken. Das Ziel dieser Förderung ist eine möglichst effiziente Zuordnung von Angebot und Nachfrage in Fällen, in denen Angebotspreis und Zahlungsbereitschaft sich nicht überschneiden, d.h. keine Markträumung resultiert und somit absehbar kein Markt entsteht. Auf diese Weise entsteht eine Risikoreduktion, sowohl für den Anbieter als auch für den Nachfrager von Wasserstoff. So wie die langfristigen Gaslieferverträge auf deren Basis Erdgasproduzenten, Shipper und Verteiler in der 70er und 80er Jahren ihre jeweiligen, voneinander abhängigen Infrastrukturen gebaut, und vor allem auch koordiniert haben, könnte dieses Instrument eine solche Rolle für Wasserstoff spielen. Der Unterschied zu den Langfristverträgen ist, dass diesmal eine signifikante Kostenlücke geschlossen werden muss und dafür der Staat einspringen würde.

Menge und Höhe der möglichen Förderung stellen hierbei zwei Grenzen des Auktionsmodells dar: So kann eine ex-ante festgelegte Menge für möglichst geringe Förderkosten auktioniert werden oder ein ex-ante festgelegtes Förderbudget wird möglichst viel produzierten Wasserstoff zugeteilt. Wie auch bei Einspeiseprämien können auch beide Grenzen (in Teilen) bestimmt sein. Eine Herausforderung ist hierbei die Spezifikation der angedachten Wasserstofflieferung und der Teilnahmeberechtigungen. Schliesslich variieren ggf. die Transportkosten, sodass die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Produktions- und Nachfragestandorten ggf. erst hergestellt werden muss. Des Weiteren muss spezifiziert werden, welche (ggf. aggregierten) Nachfrager(typen) an der Auktion teilnehmen können, da die Zahlungsbereitschaft zwischen den einzelnen Fällen sich ggf. stark unterscheidet. Eine fehlende Spezifikation kann dazu führen, dass Anwendungsfälle mit hoher Zahlungsbereitschaft und einem gesättigten Markt überfordert werden. Auch bedarf es relativ hoher Abnahmemengen pro Bieter, da anderenfalls die Transaktionskosten für die Auktion zu hoch wären (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2022).

Der **öffentliche Bedarf** ist eine vergleichsweise einfache Fördermassnahme. Sie besteht darin, dass bei Gütern, die ohnehin von staatlicher Hand gekauft und betrieben werden, Wasserstoffanwendungen bevorzugt werden. Hier sind insbesondere Busse ein prominentes Beispiel, die von staatlichen Verkehrsbetrieben auf dem Markt gekauft und betrieben werden. Der Vorteil dieser Massnahme ist, dass nicht direkt in bestehende Märkte eingegriffen wird, sondern der Staat als Marktteilnehmer Präferenzen und Zahlungsbereitschaft für die zu fördernde Technologie offenbart. Gleichzeitig steigt die Nachfrage für Wasserstoff und den Anwendungsfall, sodass Kostendegressionen und Skaleneffekte in bestimmtem Ausmass realisiert werden können.

Eine Herausforderung, bzw. ein Nachteil ist die inhärente Technologiespezifität der Massnahme. Die öffentliche Hand kann zwar über verschiedene Technologien hinweg diversifizieren, aber muss im Endeffekt immer bestimmte Technologien und Anbieter auswählen. Gleichzeitig ist die Anzahl der Anwendungen, die von Beschaffungen der öffentlichen Hand umfasst sind, beschränkt. Es kann dabei auch dazu kommen, dass Wasserstoff in gewissen Anwendungsfällen gefördert wird, weil die öffentliche Hand dort die Möglichkeit zur Förderung via Beschaffung hat – nicht, weil die Anwendung dort alternativlos oder die Effizienz des Einsatzes von Fördermitteln besonders hoch wäre.

Infrastruktur wird benötigt, um Wasserstoff von den Produktionsstätten zu den Nachfrageorten zu transportieren. Je nach Transporttechnologie sind verschieden hohe Investitionen notwendig, die als versunkene Kosten ein Anreizproblem darstellen. So besteht selbst bei bestehender Abnahme das Risiko, dass die Marktteilnehmer gegenüber dem Infrastruktureigentümer – bzw. -betreiber opportunistisch handeln, sobald die Infrastruktur installiert ist. In einem anderen Fall kann ggf. bei einer Leitungsinfrastruktur der Betreiber als Monopolist Preise setzen, wenn die anderen Marktteilnehmer von der Infrastruktur abhängig sind.

Um diesen Risiken vorzubeugen, kann von staatlicher Seite durch Infrastrukturregulierung eingegriffen werden. Entsprechende Massnahmen hätten dann aufgrund der Auswirkung auf die

Reduktion der Transportkosten bzw. der mit der Transportinfrastruktur generell einhergehenden Risiken, einen positiven Effekt für die Wasserstoffproduzenten und -nachfrager. Da diese Massnahmen nur bedingt eine Förderung darstellen und eher Wettbewerb ermöglichen, wird über die Möglichkeiten und Herausforderungen im Kapitel zur Infrastruktur eine designierte Übersicht gegeben.

B.4 Interaktionen von Fördermechanismen

Im Grundsatz sollte pro wirtschaftspolitisches Ziel mindestens ein Fördermechanismus eingesetzt werden, sog. Tinbergenregel (Arrow, 1958). Vor dem Hintergrund, dass eine Fördermassnahme im Kontext einer Vielzahl von Zielen steht, sind mögliche Interaktionen zwischen Fördermassnahmen zu beachten. So besteht nicht nur das Ziel, CO₂-Emissionen zu verringern, sondern gleichzeitig soll der Wirtschaftsstandort Schweiz aufrecht erhalten bleiben.

Die oben genannten einzelnen Fördermechanismen interagieren in unterschiedlicher Weise miteinander. Fundamental ist hierbei die Frage nach Komplementarität oder Substitution. In den Fällen, in denen das Förderdesign so ausgelegt ist, dass die notwendige Förderhöhe marktwirtschaftlich festgelegt wird, ergeben sich meistens Substitutionseffekte zwischen Fördermechanismen. So benötigt ein Investor keine weitere Förderung, wenn er/sie in einem Auktionsdesign mit nachfolgender Investitions-, bzw. Betriebspflicht gewinnt. Weitere Investitions- und Betriebsförderungen würden hier ein Doppelsubventionsrisiko darstellen.

In ähnlicher Weise birgt die Kombination von Angebots- und Nachfragemassnahmen das Risiko von Überförderungen (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2022).

Dem gegenüber gibt es Massnahmen, die sich gegenseitig bedingen. Dies gilt insbesondere für CCfD und CO₂-Preise, da CCfD ohne CO₂-Preise keinen Referenzpreisindex haben. Auch andere Massnahmen wie z.B. Betriebsförderungen benötigen Zertifikatssysteme, damit nicht die Nutzung von grauem Wasserstoff gefördert wird. Eine weitere Komplementarität besteht mitunter bei der Herausbildung von Wasserstoff-Clustern. Hier könnte es sinnvoll sein, die lokale Wasserstoffproduktion anzureizen, wenn ohnehin dort die Nachfrage angereizt wird, da dadurch Transportkosten gespart werden (ibid.).

Quoten und Verbote sind eine besondere Form der Massnahmen, die sowohl positive als auch negative Interaktionseffekte beinhalten können. So können Fördermassnahmen, die neben Quoten bestehen, den "Preiseffekt auf Konsumentenpreise reduzieren" (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2022). Sie können allerdings in gleicher Weise eine Überförderung darstellen, da "der Sektor durch eine Quote bereits regulatorisch zur Produktion oder dem Einsatz von Wasserstoff angehalten wird" (ibid.).

C Quantifizierung der Kosten grünen Wasserstoffs

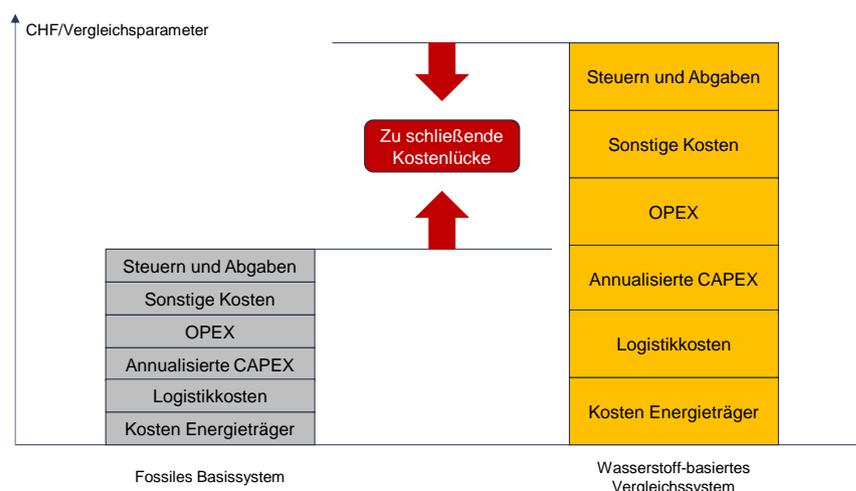
C.1 Erläuterung zur Kostenlücke

Die Kostenlücke stellt die Differenz der Kosten für die Nutzung des fossilen Basissystems und des alternativen, wasserstoff-basierten Vergleichssystems dar. Als solches entspricht sie der Höhe des monetären Förderbedarfs, um das wasserstoffbasierte System kostenparitatisch zu machen.

Der Ansatz zur Berechnung der Kostenlücke hängt von dem spezifischen Anwendungsfall ab. So umfasst die Berechnung ausschliesslich einen Vergleich der Energieträgerkosten, wenn sich bei dem verglichenen Anwendungsfall nur die Energieträger, nicht aber andere Kostenträger, unterscheiden. Ggf. werden zusätzlich Unterschiede bei der Besteuerung in der Berechnung inkludiert. Wenngleich eine unterschiedliche Steuerlast indirekt eine Fördermassnahme darstellt, ist dies in einigen Fällen dennoch angebracht, wenn die Steuerlast auftritt, weil der Kraft- bzw. Treibstoff fossil ist. Dieser Ansatz wird in allen Anwendungsfällen verfolgt, die annahmegemäss ausschliesslich synthetische Kraft- bzw. Brennstoffe als emissionsfreie Alternative beinhalten.

In Fällen, in denen das wasserstoff-basierte Vergleichssystem mehrere im Vergleich zum fossilen Basissystem veränderte Kostenträger hat, d.h. im Strassenverkehr, werden die Gesamtkosten der Systeme standardisiert und verglichen. Die Standardisierung erfolgt so, dass die Vergleichseinheit *Gesamtkosten pro Jahr* ist. Die Kostenlücke entspricht dann der Differenz der jährlichen Gesamtkosten des Basissystems gegenüber den Kosten des Vergleichssystems. Abbildung A1 stellt eine schematische Darstellung des Vergleichs dar. Dieser Ansatz wurde für alle Anwendungsfälle gewählt, die Wasserstoff als Energieträger nutzen.

Abbildung A1: Schematische Darstellung der Vollkostenlückenberechnung



Quelle: Compass Lexecon Analyse

Für die stoffliche Nutzung und die Produktion von Wasserstoff wurde die Kostenlücke als Differenz zwischen den Grosshandelspreisen von grünem und grauem Wasserstoff (inkl. Kosten für CO₂-Emissionen bei der Produktion) berechnet.

Die berechnete Kostenlücke unterscheidet sich je nach Szenario und Berechnungsmethode der Wasserstoffkosten. Da bislang noch nicht feststeht, welches Marktdesign für Wasserstoff Anwendung findet und wie die Kosten verteilt werden, unterscheiden wir zwischen einer Vollkostenberechnung und einer Kostenberechnung auf Basis der Grenzkosten (SRMC). Hierbei muss erwähnt werden, dass die Ergebnisse der Modellierung darstellen, dass der SRMC-Ansatz nicht dazu führt, dass die Elektrolyseure im Geld sind, d.h. ein Investitionsanreiz ist nicht hinreichend durch die alleinigen Erlöse beim Verkauf des Wasserstoffs gegeben.

Für die Vollkostenberechnung im Strassenverkehr wurden folgende Werte herangezogen:

- Preisdaten für Diesel, Benzin, und Syn-Treibstoffe stammen aus den EP 2050+. Diesel sinkt über die Jahre von 5,2 Rp/kWh auf 2,9 Rp/kWh; Benzin ist jeweils 0,1 Rp/kWh günstiger. Syntreibstoffe kosten zunächst 40,1 Rp/kWh und in 2050 noch 31,9 Rp/kWh.
- Die Grenzkosten- und Vollkostenpreise für grünen Wasserstoff wurde der FlexEco-Modellierung entnommen (siehe dazu separate Kapitel).
- Die Fahrzeugkosten (CAPEX) basieren auf der Kostendegressionsformel der EP2050+. Während sich die Kosten für ICE konstant über 2030, 2040, und 2050 bleiben, sinken die Kosten für FCEV und BEV. Bspw. kosten annahmegemäss schwere LKW in 2030 noch 308 kCHF, in 2050 dann 247 kCHF. FCEV kosten in 2030 55 kCHF und in 2050 47 kCHF. BEV sind langfristig mit 35 kCHF in 2050 günstiger als ICE (mit 40 kCHF für benzinbetriebene Fahrzeuge).
- Die Annuität zur Abschreibung der Kapitalkosten wurde auf 9% angenommen. Die Abschreibungsdauer entspricht der Lebensdauer je Fahrzeugklasse aus (Bundesamt für Statistik, 2019). Die Lebensdauer reicht von 10,5 Jahren für LKW bis zu 22,1 Jahren für Busse.
- Die angenommene Fahrleistung beträgt zwischen 12000 km/Jahr für leichte Nutzfahrzeuge bis zu gerundet 52000 km/Jahr für LKW. Sie basiert ebenso auf (Bundesamt für Statistik, 2019).
- Der Verbrauch der verschiedenen Fahrzeugkategorien basiert auf verschiedenen Quellen. Wo möglich wurden die EP 2050+ oder Quellen der Schweizer Bundesämter genutzt. Ggf. wurde auf Prognosen oder spezifische Fahrzeugwerte zurückgegriffen. Der Verbrauch für H2-LKW wird angenommen auf: 256 kWh/100km, für H2-PKW auf 33 kWh/100km, für H2-leichte Nutzfahrzeuge auf 57 kWh/100km und für Busse auf 256 kWh/100km. Der Verbrauch von ICE ist in derselben Ordnung 392 kWh/100km, 66 bzw. für Diesel 69 kWh/100km, 108 kWh/100km, und 239 kWh/100km.
- Die Betriebskosten wurden angenommen wie folgt: Für ICE-LKW sind sie 19 Rp/km und 13 Rp/km für batterieelektrische und Brennstoffzellenfahrzeuge. Bei leichten Nutzfahrzeugen liegen sie bei 14 Rp/km (ICE) bzw. 9 Rp/km (FCEV). Die Kosten bei PKW sind auf 8, 6, bzw. 5 Rp/km für ICE, FCEV und BEV angenommen. Für Busse wurden die Kostenparameter 19 (ICE) bzw. 13 Rp/km (FCEV) angenommen.
- Die Kosten der Tank-Infrastruktur unterliegen hoher Unsicherheit. So können bspw. BEV relativ einfach zu Hause mit einer Wall Box geladen werden; die Kosten für Wasserstoff-tankstellen hängen stark von der Auslastung und der Art und Weise der Belieferung (per Tanker oder per Pipeline) ab. Die Kosten pro gefahrener km liegen zwischen 2 Rp/km für ICE-PKW und BEV und 14 Rp/km für H2-PKW.

- Als Steuern und Abgaben wurde die Mineralölsteuer, die Mehrwertsteuer, die CO₂-Abgabe, und die LSV bzw. PSVA herangezogen. Für einen konsistenten Vergleich wurde und die Beachtung schon jetzt bestehender Förderung wurden die Steuern für alle Antriebsarten konstant gehalten. Für die Motorsteuer wurden die Werte von Bern herangezogen, weil sich diese am wenigsten vom Schweizer Mittelwert unterscheiden.

C.2 Energiemarkt-Modellierung in FlexECO

Dieser Abschnitt beschreibt die Energiemarkt-Modellierung FlexECO, die die quantitative Grundlage für die Bewertung der möglichen Fördersysteme bildet. In dieser Studie davon ausgegangen, dass Wasserstoff in Zukunft auf einem europaweiten **Grosshandelsmarkt** (gekoppelt mit dem Schweizer Wasserstoffmarkt) gehandelt und über Wasserstoffpipelines übertragen wird. Das heisst, es wird ein ähnlicher Rahmen wie bei den heutigen Strommärkten vorherrschen. Diese Annahme steht im Einklang mit dem TYNDP 2022. Da davon auszugehen ist, dass die Wasserstoffproduktion, zumindest auf Grosshandelsebene, in erheblichem Masse von den stündlichen Schwankungen der intermittierenden Ressourcen (Wind und Sonne) abhängt, wurde auch für die Studie beschlossen, die **beiden Märkte (Strom und Wasserstoff) als einen gemeinsamen gekoppelten Markt** zu modellieren. Dieser Ansatz ermöglicht es, die verschiedenen beteiligten Technologien optimal zu nutzen. Beispiele sind dafür Elektrolyseure, die hauptsächlich bei einem Überschuss an Wind- und Sonnenenergie betrieben werden, wasserstoffbefeuerte Anlagen, die hauptsächlich in Momenten der Wind- und Sonnenknappheit produzieren, und verschiedene Energiespeicheroptionen (Batterien, Wasserkraft, Wasserstoff und Methangas). Da die Modellierung von Marktineffizienzen, strategischem Bieten oder der Auswirkungen von Unsicherheiten und Prognosefehlern den Rahmen dieser Studie sprengen würde, wurde ein **Marktmodell mit perfekter Vorhersage** gewählt. In einem solchen Modell wird der Markt stündlich für ein ganzes Jahr (d.h. für 8760 Stunden) in einer einzigen Ausführung geräumt. Dank dieses Ansatzes kann die Energiespeicherung optimal genutzt werden. Dieses Vorgehen ist daher aus Kostensicht als "Best-Case-Szenario" zu interpretieren. Andererseits haben die Marktteilnehmer Verfahren entwickelt, um genaue Prognosen zu erstellen, so dass die Annahme "perfekte Voraussicht" nicht sehr weit von der Realität entfernt ist. In jedem Fall ist ein solcher Modellierungsansatz in vergleichbaren Studien gängige Praxis⁵⁵, da er es ermöglicht, im Durchschnitt korrekte Werte für die erwarteten Preissignale zu ermitteln.

Das Modell führt einen optimalen Einsatz der verschiedenen Technologien durch, so dass die Endenergienachfrage (wenn möglich) während aller Zeitschritte gedeckt wird. FlexECO ahmt somit die Art und Weise nach, wie die Stromgrosshandelsmärkte heute abgewickelt werden. Es wird vom ETHZ-FEN-Team häufig als Marktmodell verwendet.

Abbildung A2 illustriert die Modellstruktur und gibt einen Überblick der allgemeinen Eingangsdaten und Randbedingungen in FlexECO. Die Punkte 1-5 in der Abbildung fassen die Eingangsdaten des Modells zusammen. Im Zentrum stehen mehrere Knoten, die Marktzone darstellen und durch Interkonnektoren verbunden sind. Der Benutzer von FlexECO kann für jede Zone und jeden der drei betrachteten Energieträger (Strom, Wasserstoff und CH₄) den zugehörigen Energiebedarf, die Energiezuflüsse und Energiespeichertechnologien sowie die verfügbare Kapazität zur Umwandlung zwischen den Energieträgern (z.B. Gaskraftwerke oder Elektrolyseure) definieren.

Im Folgenden werden die wichtigsten Eigenschaften von FlexECO aufgeführt, die in dieser Studie von Bedeutung sind:

⁵⁵

Beispielsweise wird dieser Ansatz auch im TYNDP 2022 verwendet.

- Es teilt gleichzeitig die Verwendung von drei Energieträgern ein: (i) Strom, (ii) Methan und (iii) Wasserstoff.
- Die Optimierung umfasst 8760 Stunden (d.h. ein ganzes Jahr) in stündlicher Auflösung.
- Für jeden Nachfragesektor und jeden Energieträger wird der Endenergiebedarf als stündliche Zeitreihe ausgedrückt. Das genaue Profil jeder Zeitreihe hängt nicht nur vom Nachfragesektor (z. B. Individualverkehr), sondern auch von der Technologie (und damit vom Energieträger) ab, die zur Deckung dieser Nachfrage eingesetzt wird (z. B. Elektrofahrzeug, Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeug usw.)⁵⁶.
- Nicht flexible Erzeugungstechnologien (Wind, Sonne, Laufwasser) werden als stündlich aufgelöste Zeitreihen der verfügbaren Erzeugung modelliert. Diese verfügbare Leistung wird nicht als "Must-Run" modelliert, sondern als reduzier- bzw. abschaltbar ("Curtailment"). In Zukunftsszenarien mit hohem Wind- und Solaraufkommen wählt der Optimierer daher in Stunden mit hoher Stromverfügbarkeit aus, ob er den zusätzlichen Strom drosselt, speichert oder zur Wasserstoffherzeugung nutzt, je nachdem, welche Massnahme einen höheren wirtschaftlichen Wert hat.
- Für jede Stunde setzt der Optimierer alle in Frage kommenden Erzeugungs- und Speichertechnologien ein und minimiert dabei die Gesamtgrenzkosten.
- Kraftwerke: Kernkraftwerke, Kohlekraftwerke, Ölkraftwerke, Gaskraftwerke, Wasserstoffkraftwerke, Speicherkraftwerke.
- Wasserstoffherzeugung: Elektrolyseure und Methandampfreformer.
- Energiespeicherung: Batterien (auch verteilte Kleinanlagen), Pumpspeicherkraftwerke, Methanspeicherung, Wasserstoffspeicherung.
- Das betrachtete gesamt-europäische System wurde mit drei Knoten modelliert, die durch Stromübertragungsleitungen und Gas- bzw. Wasserstoffpipelines miteinander verbunden sind:
 - 1 Knoten für die Schweiz
 - 1 Knoten für EU+UK
 - 1 Knoten für Regionen ausserhalb der EU/UK/Schweiz aus denen Energieträger importiert werden können (wie in Abbildung A3 dargestellt).
- Für jede Stunde plant der Optimierer die Einteilung der Kraftwerke so, dass der Fluss der Energieträger zwischen den Knoten (in den Stromübertragungsleitungen und Gas- oder Wasserstoffpipelines) innerhalb der Grenzen der Übertragungskapazität liegt.
- Die Flexibilität auf der Nachfrageseite wird in FlexECO auf zwei Arten modelliert. Erstens wird die Zeitreihe der Nachfrage so vorverarbeitet, dass das Profil etwas "abgeflacht"⁵⁷ ist. Zweitens kann die Nachfrage durch einen Optimierer innerhalb vordefinierter Grenzen (z. B. nicht mehr als x Stunden) verschoben werden⁵⁸.

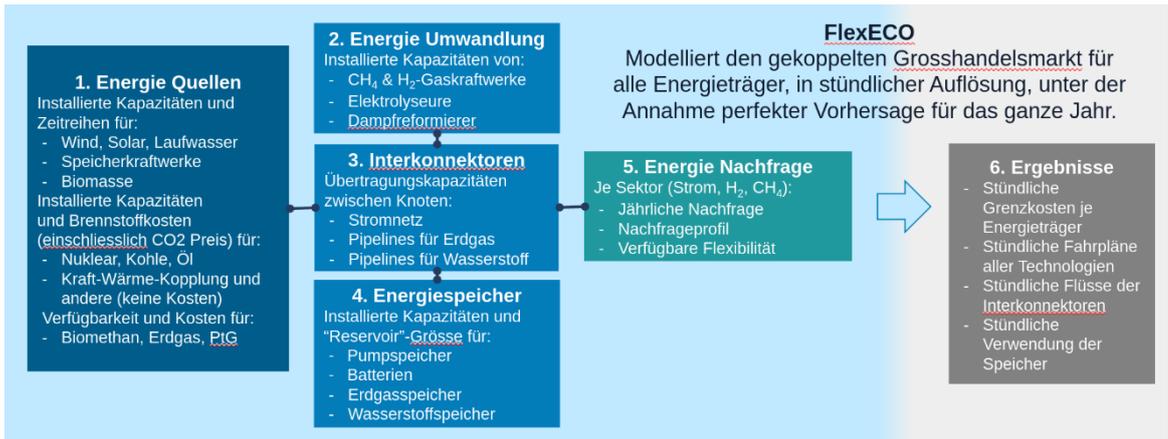
⁵⁶ Es würde den Rahmen dieses Berichts sprengen, die in FlexECO verwendeten stündlichen Nachfragezeitreihen zu dokumentieren. Diese Zeitreihen wurden im Rahmen früherer Projekte ermittelt oder entwickelt.

⁵⁷ Dies wurde z. B. für den Wasserstoffbedarf durchgeführt, bei dem wir davon ausgingen, dass eine geringe Menge an lokalem Wasserstoffspeicher vorhanden ist (z. B. ein Tank an einer Tankstelle), weshalb der Wasserstoffverbrauch über jeden Tag gemittelt wurde.

⁵⁸ Dies wurde für das Laden von Elektrofahrzeugen (Flexibilität am Abend) und Wärmepumpen (Flexibilität am Morgen) angenommen.

- Das wichtigste Ergebnis von FlexECO sind die stündlichen nodalen Preise für Wasserstoff und Strom. Jeder dieser Preise entspricht den Grenzkosten für die Bedienung einer zusätzlichen MWh Nachfrage für den Energieträger in einer bestimmten Stunde und an einem bestimmten Knoten.
- Zusätzlich zu den Grenzpreisen gibt FlexECO alle stündlichen Einsatzfahrpläne der Kraftwerke, Abregelung von nicht-flexibler Produktion, zeitliche Verschiebungen der Nachfrage, Speicherfüllstände und Energieflüsse aus, wie in Abbildung A1 dargestellt.

Abbildung A2: Eingangsdaten Und Ergebnisse des FlexECO Modells

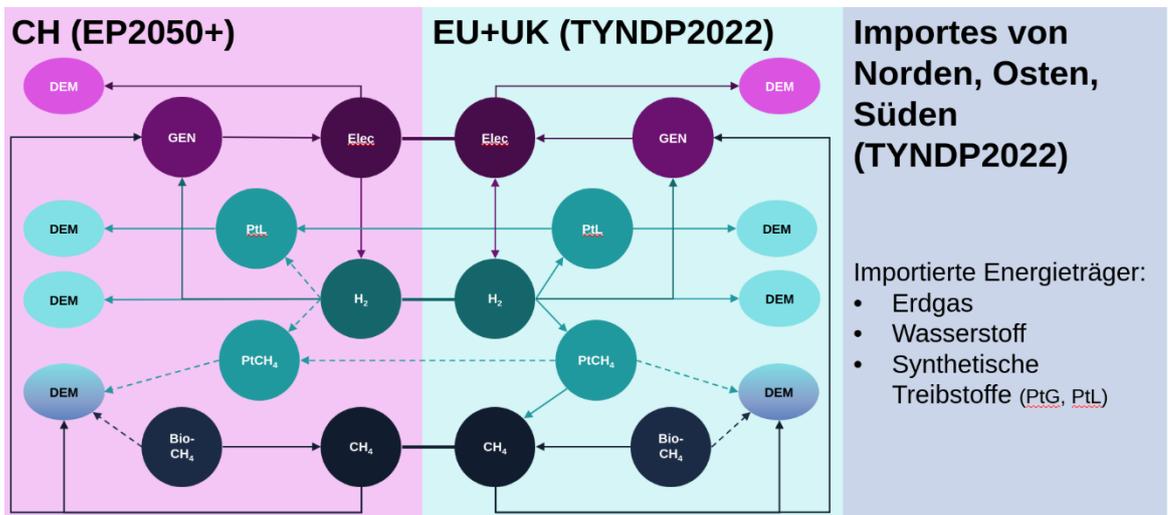


Quelle: ETHZ

Für jedes betrachtete Szenario werden die entsprechenden stündlichen Strom- und Wasserstoffpreise von FlexECO für die Schweiz und für Europa berechnet.

Anschliessend werden die Kosten eines Verbrauchers für den Bezug von Strom oder Wasserstoff bei der Übertragung oder Verteilung berechnet, indem zum Grosshandelspreis entweder nur der entsprechende Übertragungsnetztarif oder die entsprechenden Übertragungs- und Verteilnetztarife addiert werden.

Abbildung A3: Modellierte Energienetzknoten in FlexECO



Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

C.3 Inputdaten und Annahmen von FlexECO

Die Studie basiert auf den Szenarien "**Zero Basis**" und "**Zero B**" der im Jahr 2021 veröffentlichten Studie "**Energieperspektiven 2050+**". Die modellbasierte quantitative Analyse wurde für die Jahre 2030, 2040 und 2050 durchgeführt. Die Entwicklung der zukünftigen **Nachfrage** nach Energieträgern (wie Wasserstoff, Strom, Erdgas, etc.) pro Anwendungsgebiet sowie die erwarteten **installierten Kapazitäten** der verschiedenen beteiligten Technologien (wie Elektrolyseure, verschiedene Arten von Erzeugungseinheiten, Energiespeicher, etc.) werden aus den Szenarien für die betrachteten Jahre entnommen und als Input für das Marktmodell verwendet. Ihre Werte sind in Abbildung A4 und A5 dargestellt.

Aufgrund der geografischen Lage der Schweiz in der Mitte Europas und der Tatsache, dass sie über Stromübertragungsleitungen und Gas-Rohrleitungen gut mit ihren Nachbarländern vernetzt ist, ist es für realistische Ergebnisse wichtig, dass der Schweizer Energiemarkt als Teil des europäischen Energiemarktes modelliert wird. Zu diesem Zweck wurden die Eingangsdaten aus den Szenarien der Energieperspektiven durch ähnliche Daten für das übrige Europa ergänzt. Der kürzlich veröffentlichte (und noch in der Konsultation befindliche) [TYNDP 2022](#) (Ten Year Network Development Plan 2022, 10-Jahres-Netzentwicklungsplan 2022) wurde als anerkannte und ganzheitliche Datenquelle für die europäischen Informationen verwendet.

Der TYNDP 2022 ist das Ergebnis einer engen Zusammenarbeit zwischen den Europäischen Übertragungsnetzbetreibern für Strom und Gas (ENTSO-E und ENTSG (European association for the cooperation of transmission system operators for gas), insgesamt 80 Übertragungsnetzbetreiber aus 35 Ländern) um Szenarien für das Gesamtenergiesystem zu entwickeln. Die Bottom-up-Szenarien basieren auf Angebots- und Nachfragedaten der Netzbetreiber, sowie auf offiziellen Datenquellen der EU und der Mitgliedstaaten und Prognosen von Schlüsselindustrien. Als Grundlage für die Bewertung der Projekte der Europäischen Kommission im Energiebereich stellt der TYNDP 2022 eine gute Referenz für die in diesem Projekt angestrebte Analyse dar, die von der Entwicklung des zukünftigen Energiesystems abhängt.

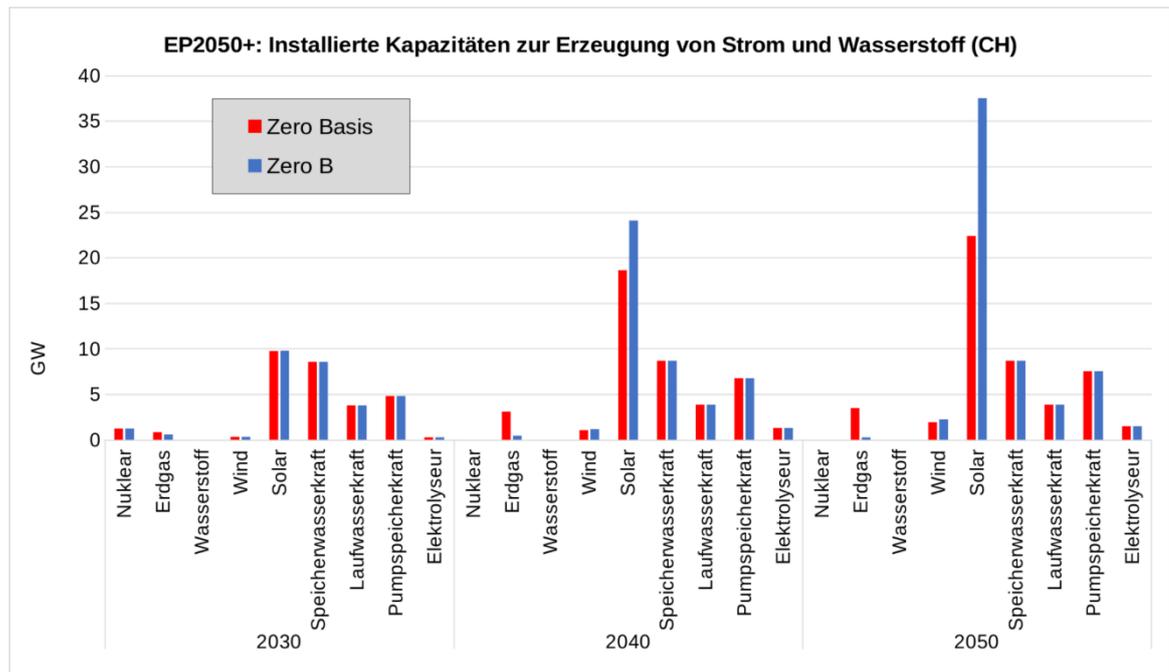
Konkret wurden im Projekt die beiden Szenarien "Verteilte Energie" (**Distributed Energy, DE**) und "Globale Ambitionen" (**Global Ambition, GA**) verwendet, die im Rahmen des TYNDP 2022 entwickelt und im März 2022 veröffentlicht wurden. Diese Szenarien wurden von den europäischen ENTSOs im Hinblick auf das 1,5°C-Ziel des Pariser Abkommens und das Ziel des EU-Klimagesetzes, die Treibhausgas-Emissionen bis 2030 um mindestens 55 % zu reduzieren und bis 2050 netto null zu erreichen, entwickelt.

Der im TYNDP 2022 verfolgte Ansatz besteht darin, das gesamte Energiesystem als Ganzes zu betrachten, als Teil eines integrierten Analyseansatzes. Wie im Dokument "Scenario Building Guidelines" erläutert, berücksichtigt TYNDP 2022 ausdrücklich die Kopplung der Grosshandelsmärkte für Strom und Wasserstoff. So werden beispielsweise Elektrolyseure so modelliert, dass sie als Verbraucher auf dem Stromgrosshandelsmarkt und als Erzeuger auf dem Wasserstoffgrosshandelsmarkt bieten, während für Wasserstoff-gespiesene Kraftwerke das Gegenteil gilt. Modellierungstechnisch wird diese gekoppelte Marktdarstellung durch ein stündlich aufgelöstes Dispatch-Modell erreicht. Einen ähnlichen (wenn auch nicht identischen) Ansatz

verfolgt das FlexECO-Modell von ETHZ-FEN (siehe den vorherigen Abschnitt), das wir in der vorliegenden Studie verwenden, wodurch die Konsistenz mit dem TYNDP 2022⁵⁹ gewährleistet ist.

Die **jährliche Nachfrage** nach den verschiedenen Energieträgern (Strom, Wasserstoff, Gas) sowie die **installierten Kapazitäten** der verschiedenen Technologien (Stromerzeugungseinheiten, Elektrolyseure usw.), die sich aus dem **TYNDP 2022** ergeben, wurden in unserer Studie verwendet, um das "restliche Europa" (d.h. EU plus Grossbritannien), das die Schweiz umgibt und mit ihr verbunden ist, darzustellen.

Abbildung A4: EP 2050+: Installierte Kapazitäten verschiedener Erzeugungstechnologien

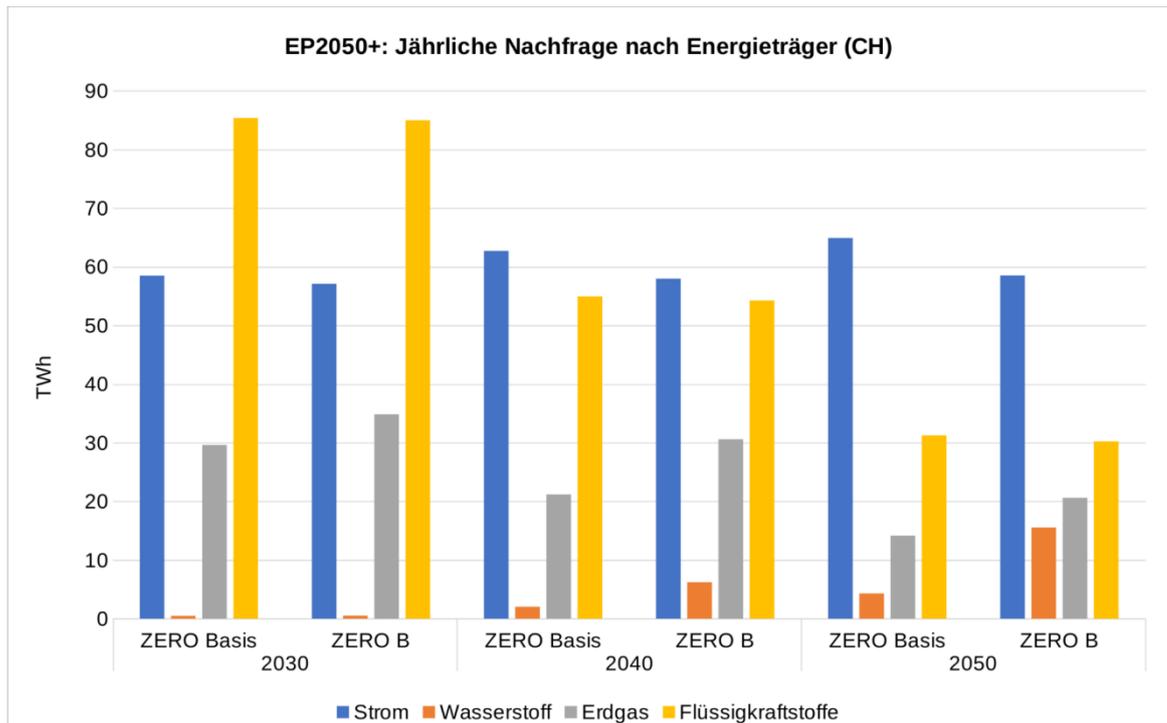


Quelle: ETHZ Analyse auf Basis von Daten von EP 2050+

59

Es ist anzumerken, dass im TYNDP 2022 eine bestimmte Menge Wind-, Solar- und Elektrolyseur-Kapazität ausgewiesen wird, die ausserhalb des Marktes geplant ist. Da der Schwerpunkt unserer modellgestützten Methodik darin bestand, repräsentative Werte für die erwarteten künftigen Grosshandelspreise für Wasserstoff zu ermitteln, haben wir der Einfachheit halber angenommen, dass die gesamte verfügbare installierte Kapazität den Grosshandelsmärkten für Strom und Wasserstoff zur Verfügung gestellt wird.

Abbildung A5: EP 2050+: Jährliche Nachfrage nach Energieträgern



Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Eine wichtige Annahme in beiden Szenarien des TYNDP 2022 ist, dass von den verschiedenen Erdgasspeicherformationen, die es heute in Europa gibt, die Salzkavernen schrittweise so umgewandelt werden, um Wasserstoff anstelle von Methan zu speichern⁶⁰. Die sich daraus ergebenden **Wasserstoffspeicherkapazitäten** in Europa sind in Tabelle A2 für die Jahre 2030, 2040 und 2050 abgebildet.

In unserer Analyse gehen wir davon aus, dass Wasserstoff nicht nur in Europa (einschliesslich der Schweiz) produziert wird, sondern auch aus dem Ausland importiert werden kann (d. h. ausserhalb der EU oder UK). Die Menge an Wasserstoff, die Europa importieren kann, ist auf die im TYNDP 2022 festgelegten Importmengen beschränkt. Das Gleiche gilt für importiertes Erdgas, Biogas und synthetisches Gas (PtG). Tabelle A3 zeigt die Energiemenge, die für jeden dieser vier Energieträger jährlich **nach Europa importiert** werden können. Im Gegensatz zu diesen gasförmigen Energieträgern/Brennstoffen wird für Kernenergie und Öl keine Importbeschränkung angenommen.

Tabelle A4 zeigt die **Preise der Brennstoffe und der CO₂-Emissionen** für die verschiedenen Stützjahre. In allen Fällen wird ein durchschnittlicher, über das gesamte Jahr konstanter Preis angenommen. Es ist zu beachten, dass die Strom- und Wasserstoffpreise in Europa und der Schweiz ein Ergebnis des Modell-internen Market Clearings und keine Annahme sind, während alle anderen Brennstoff-/Energieträgerpreise, einschliesslich des Preises, zu dem Wasserstoff nach Europa importiert werden kann, Eingangsdaten für das Modell sind. Für den Transport in die Schweiz kommen noch die entsprechenden Netzkosten oder anderen Transportkosten dazugerechnet. Da die verschiedenen Brennstoffe (auch oder ausschliesslich) für die Stromerzeugung verwendet werden, sind in Tabelle A5 die **gesamten variablen Kosten der Stromerzeugung** in Europa und der Schweiz (es wird nicht regional unterschieden) pro eingesetztem Brennstoff aufgeführt. Diese Kosten umfassen variable Betriebs- und

60

TYNDP 2022, "Scenario Building Guidelines", Seite 36, Version April 2022

Wartungskosten (VOM), Brennstoffkosten und CO₂-Kosten (im Falle von Erdgas⁶¹ und Öl). Die letzte Spalte zeigt daher, wie hoch die variablen Kosten für die Erzeugung von Strom aus Wasserstoff wären, wenn ausschliesslich aus dem aussereuropäischen Ausland importierter Wasserstoff verwendet wird.

Tabelle A2: Wasserstoffspeicher Energie Kapazität gemäss TYNDP 2022

	2030	2040	2050
Umwandlung von Salzka- vernenspeicher (%)	33	67	100
Arbeitsvolumen der Was- serstoffspeicher (TWh)	33.8	68.5	102.3

Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich Analyse auf Basis von Daten von TYNDP

Tabelle A3: Jährliche Verfügbarkeit von Energieträgern für den Import nach Europa (TWh/a) gemäss TYNDP 2022

Szenario	Jahr	Wasserstoff (importiert von ausserhalb Euro- pas)	Erdgas	Biogas	Syntheti- sches Gas
GA	2030	303.37	2'563.54	-	-
	2040	779.19	1'305.79	132.00	73.00
	2050	1'339.83	259.29	157.00	350.00
DE	2030	590.07	2'256.41	-	-
	2040	590.07	1'243.46	90.00	48.00
	2050	704.07	-	139.00	450.00

Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Tabelle A4: Brennstoff und CO₂ Preise

Jahr	Nuklear	Öl	Erdgas	Biogas	Syntheti- sches Gas	Wasser- stoff (importiert von aus- serhalb Euro- pas)	CO ₂
EUR / MWh							EUR / t
2030	1.69	55.17	50.00	74.66	-	72.90	108.66
2040	1.69	61.70	32.61	60.98	230.00	57.89	144.88
2050	1.69	67.51	33.16	50.29	210.00	45.07	181.10

Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

⁶¹

Wird Methangas (d. h. im Allgemeinen eine Mischung aus Erdgas, Biogas und synthetischem Gas) für die Stromerzeugung verbraucht, verfolgt das Modell den prozentualen Anteil der einzelnen Methangasarten an der Mischung, so dass die CO₂-Kosten nur dem Erdgasanteil zugeordnet werden.

Tabelle A5: Variable Gesamtkosten für die Stromerzeugung (Variable Betriebskosten + Brennstoff + CO2)

Jahr	Nuklear ¹	Öl	Erdgas	Biogas	Synthetisches Gas	Wasserstoff (importiert von ausserhalb Europas)
EUR / MWh						
2030	12.63	188.69	124.37	151.82	-	148.30
2040	12.63	216.87	96.88	124.46	462.50	118.30
2050	12.63	242.99	105.27	103.08	422.50	92.64

Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich; ¹European Comission: EU Reference Scenario 2020 (https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en) Die Zahl enthält nur die variablen Kosten (welche in der Marktsimulation als Grenzkosten angeboten werden), keine Fixkosten für Betrieb und Unterhalt.

Neben der Entwicklung der Energienachfrage, der installierten Kapazitäten von Erzeugungs- und Speichertechnologien und exogenen Inputs wie Brennstoff- und CO₂ -Preisen sowie Importen aus dem aussereuropäischen Ausland stützt sich die Modellierung auf folgende Referenzannahmen zur Entwicklung der **Infrastruktur für die Übertragung und Verteilung von Energieträgern** (Strom, Methangas, Wasserstoff) und die damit verbundenen Kosten:

- **Transport von Elektrizität (Übertragungsnetz):** Es wird angenommen, dass die Stromübertragungskapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern auf dem heutigen Stand bleiben⁶². Sowohl in der Schweiz als auch im übrigen Europa wurde davon ausgegangen, dass die Kosten für den Ausbau, den Unterhalt und den Betrieb des Stromübertragungsnetzes letztlich als Netzentgelt auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Nach öffentlich zugänglichen Informationen (ENTSO-E⁶³, Studie von Trinomics für die Europäische Kommission⁶⁴ und Swissgrid⁶⁵) wurde für alle simulierten Jahre ein typischer Wert von 10 EUR/MWh verwendet. In unserem Modellierungsrahmen gehen wir davon aus, dass der Tarif für das Übertragungsnetz von demjenigen bezahlt wird, der den Strom verbraucht, d. h. von den Elektrolyseuren, den Speichern für elektrische Energie und der Stromnachfrage.
- **Transport von Elektrizität (Verteilnetz):** Darüber hinaus wurde speziell für die Schweiz ein Verteilernetztarif angenommen. Dieser wird verwendet, um die gesamten Stromkosten eines an das Schweizer Verteilnetz angeschlossenen Verbrauchers zu berechnen. Nach Rücksprache mit dem Schweizer Bundesamt für Energie gehen wir davon aus, dass dieser Tarif von 100 EUR/MWh im Jahr 2030 (gleicher Wert wie heute) auf 150 EUR/MWh im Jahr 2040 und schliesslich auf 200 EUR/MWh im Jahr 2050 ansteigt. Der Anstieg beruht auf der Annahme, dass zur Bewältigung der Energiewende erhebliche Investitionen in die Verteilnetze erforderlich sein werden. Bei den zukünftigen Netztarifen je MWh gibt es zwei

⁶² Es wurde ein repräsentativer Gesamtwert für die ATC (verfügbare Übertragungskapazität) zwischen der Schweiz und dem übrigen Europa (d.h. Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien) in Höhe von 10 GW angenommen. Dieser Wert wurde für alle simulierten Jahre (2030, 2040 und 2050) verwendet, und es wurde angenommen, dass er in jedem Jahr konstant ist.

⁶³ ENTSO-E, "Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019".

⁶⁴ Trinomics für die Europäische Kommission, „Network Costs: Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments,” final report, Oktober 2020.

⁶⁵ Swissgrid, Tarife 2022 für das Schweizer Übertragungsnetz ([link](#))

Trends. Den erhöhten Gesamtkosten der Verteilnetze aufgrund von Investitionen steht eine höhere Energie-Nachfrage gegenüber, durch die die Kosten geteilt werden. Die Tarife erhöhen sich, da der Investitionsbedarf, getrieben durch die Spitzenleistung, schneller wächst als die Energie-Nachfrage. Streng genommen würde der Verteilnetztarif daher je nach Szenario variieren. Die gewählte Verdopplung bis 2050 ist etwas höher als Schätzungen des VSE (63% für das Szenario Zero Basis). (VSE, 2022)

- **Transport von Methangas und Wasserstoff (Übertragungsnetz):** Da in den betrachteten Szenarien von einem progressiven Rückgang der Nachfrage nach Methangas bei gleichzeitigem Anstieg der Nachfrage nach Wasserstoff ausgegangen wird (siehe Abbildung 3 und Abbildung 5), gehen wir in unserer Analyse davon aus, dass die heutigen Gaspipelines teilweise für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden, wie es die europäische Wasserstoffstrategie vorsieht. Diese Umstellung wird (relativ detailliert) in zwei Berichten⁶⁶ beschrieben, die von der [European Hydrogen Backbone initiative](#) (Europäische Wasserstoff-Backbone-Initiative) herausgegeben wurden. Demnach soll eine der beiden grossen Gaspipelines, die heute die Schweiz mit Deutschland verbinden, sowie die Pipeline, die die Schweiz mit Italien verbindet, für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden. In unserer Studie gehen wir davon aus, dass diese Umrüstung bis 2040 erfolgt und betriebsbereit ist, während die Schweiz im Jahr 2030 noch keine Wasserstoff-Pipeline-Verbindungen zum übrigen Europa hat. Aufgrund dieser Annahmen wird die gesamte Methangas-Transferkapazität zwischen der Schweiz und dem übrigen Europa im Jahr 2030 mit 54.62 GW angenommen, während für die Jahre 2040 und 2050 davon ausgegangen wird, dass diese grenzüberschreitende Kapazität auf 12.23 GW reduziert wird und die Wasserstoff-Transferkapazität (über Pipelines) 42.39 GW beträgt. Die Studie geht davon aus, dass Erdgas, Biogas und synthetisches Gas als Gemisch in denselben Pipelines transportiert werden können. Ähnlich wie bei Elektrizität wird davon ausgegangen, dass die Kosten für Wartung und Betrieb des Leitungsnetzes sowie Konvertierungskosten (Pipelines für Methangas zu Pipelines für Wasserstoff) auf die Verbraucher der entsprechenden Energieträger umgelegt werden. Auf der Grundlage einer von Trinomics für die Europäische Kommission durchgeführten Studie⁶⁷ gehen wir davon aus, dass der Netztarif für die Amortisierung von Investitionen, Wartung und Betrieb des Methangas-Fernleitungsnetzes 3 EUR/MWh beträgt⁶⁸. Für das Wasserstoff-Fernleitungsnetz gehen wir von einem Tarif von 6 EUR/MWh aus. Diese Zahl ergibt sich aus der Summe von 5 EUR/MWh für die Investitionskosten⁶⁹ und 1 EUR/MWh für Wartung und Betrieb (der gleiche Wert wie für das Methangasnetz). In unserem Modellierungsansatz zahlen die Verbraucher von Methan- oder Wasserstoffgas (das über ein Pipelinennetz geliefert wird) die entsprechende Gasnetzgebühr (z. B. zahlen Gaskraftwerke 3 EUR/MWh zusätzlich zu den in Tabelle 4 angegebenen variablen Kosten, während wasserstoffbefeuerte Kraftwerke zusätzlich 6 EUR/MWh zahlen).
- **Transport von Methangas und Wasserstoff (Verteilnetz):** Wie bei der Elektrizität wurde für die Schweiz ein Tarif für die Nutzung eines Wasserstoffverteilsnetzes angenommen, was

⁶⁶ European Hydrogen Backbone partners supported Guidehouse, 1) "Extending the European Hydrogen Backbone: A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries", April 2021, and 2) "European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created", July 2020.

⁶⁷ Trinomics für die Europäische Kommission, „Network Costs: Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments“, final report, Oktober 2020.

⁶⁸ Laut der Studie von Trinomics setzt sich dieser aus 2 €/MWh für Investitionen und 1 €/MWh für Wartung und Betrieb zusammen.

⁶⁹ Gemäss der Veröffentlichung der European Hydrogen Backbone Initiative vom April 2021, unter der Annahme einer durchschnittlichen Übertragungsdistanz von 1'000 km. Diese Zahl deckt sich mit den Angaben in der Studie von Guidehouse für die Europäische Kommission, "ASSET study on Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits", 2021.

die Berechnung der Gesamtkosten für die Endverbraucher von Wasserstoff ermöglicht. Die Berechnung der Kosten für die Umstellung eines Teils des heutigen Gasverteilernetzes auf ein Wasserstoffnetz geht über den Rahmen dieser Studie hinaus. Als Richtwert für einen Wasserstoff-Verteilernetztarif wurde das Doppelte des heute üblichen Gasverteiler tariffs angesetzt (ähnlich wie der Übertragung von Wasserstoff, wie oben erläutert), was zu 40 EUR/MWh führt.

Wie zuvor erläutert, handelt es sich bei FlexECO um ein Marketclearing-Modell, bei dem davon ausgegangen wird, dass die verschiedenen teilnehmenden Erzeugungstechnologien ihre Grenzkosten anbieten, wie es für solche Modelle typisch ist und von der Wirtschaftstheorie gut unterstützt wird. Ein Teil der Grenzkosten enthält auch die (Strom-, Gas- oder Wasserstoff-) Netzgebühr, sofern sie beim Bezug des Brennstoffes relevant ist. Wie im nächsten Abschnitt erläutert, bieten die Technologien dadurch nicht so, dass sie zwangsläufig ihre Investitions- und festen Betriebskosten decken. Die einzige Ausnahme von dieser allgemeinen Regel betrifft die Salzkavernen, die für die Speicherung von Wasserstoff umgebaut werden. Da es sich hierbei um eine bedeutende Investition strategischer Natur handelt, ähnlich wie beim Bau oder der Sanierung von Übertragungsnetzen, die wahrscheinlich von staatlichen Stellen motiviert, koordiniert und vielleicht sogar bezahlt werden müsste, wurde in diesem Projekt beschlossen, die gesamten Umrüstkosten in Form eines Nutzungsentgelts (ähnlich wie bei den Netzentgelten) an den Markt weiterzugeben. Dieser Ansatz führte zu Kosten von 30 EUR/MWh⁷⁰ für die Nutzung von Wasserstoffspeichern (die Gebühr wird bei der Entnahme des Wasserstoffs aus den Speichern gezahlt).

Die Analyse im Hauptteil des Berichts berücksichtigt auch die Investitions- und Betriebsfixkosten ausgewählter Technologien (Wind Offshore, Wind Onshore, Solarkraftwerke und Elektrolyseure), um die Kostenlücke der Produzenten zwischen Vollkosten und Markterlösen zu bestimmen. Die Kapital- und Unterhaltskosten werden annualisiert⁷¹.

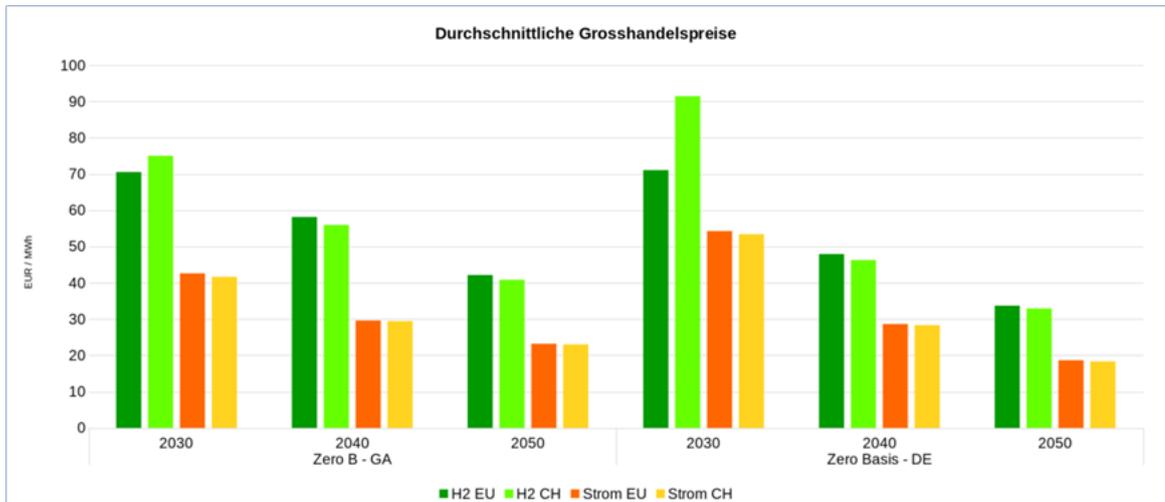
C.4 Ergebnisse der Marktsimulation mit FlexECO

Abbildung A6 zeigt die sich ergebenden energiegewichteten Durchschnittspreise für Wasserstoff und Strom für jeden der Basisfälle (Zero B-Global Ambition: 2030, 2040, 2050 und Zero Basis-Distributed Energy: 2030, 2040, 2050). Es handelt sich um den Durchschnitt der kurzfristigen Grenzkosten (SRMC, Short Run Marginal Cost), die in FlexECO durch Optimierung bestimmt werden. Die stündlichen Preise wurden nach der entsprechenden stündlichen Nachfrage (nach Strom oder Wasserstoff) gewichtet, so dass die Preise während der Stunden mit hoher Nachfrage im Durchschnitt stärker ins Gewicht fallen (da die Preise während dieser Stunden grösseren Energiemengen entsprechen).

⁷⁰ Diese Zahl entspricht dem von der EU gesetzten Ziel, einen "Kostenaufschlag" auf den aus der Speicherung freigesetzten Wasserstoff in Höhe von 1 €/kg zu erreichen. Quelle: GIE (Gas Infrastructure Europe), "Picturing the value of gas storage to the European hydrogen system", 2021.

⁷¹ Quelle für CAPEX und OPEX: EU Reference Scenario 2020. Die Annualisierung verwendet einen Zinssatz von 3% und eine Lebensdauer von 30 Jahren.

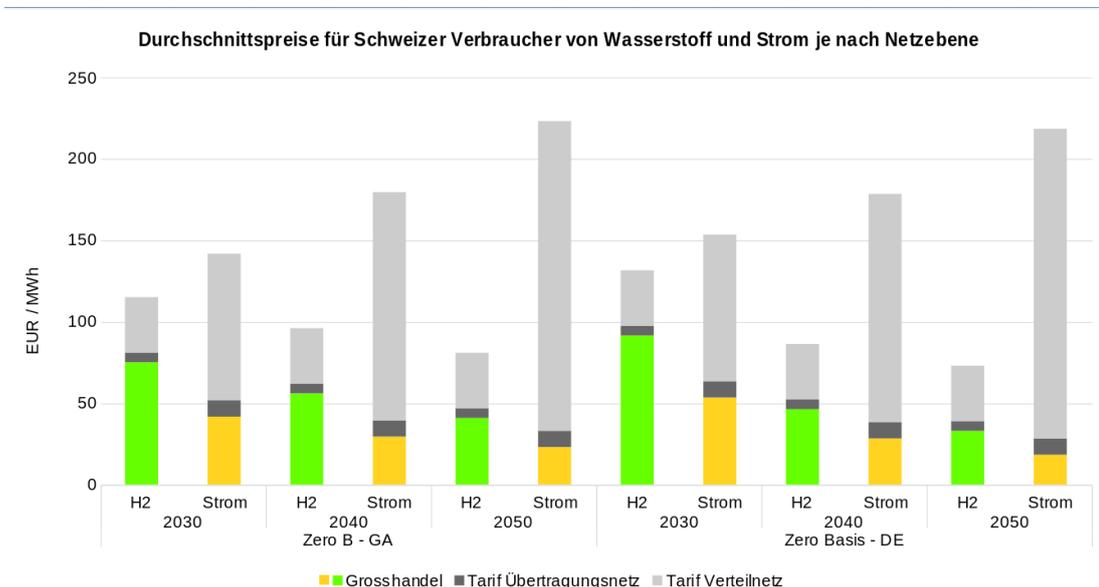
Abbildung A6: Gewichteter durchschnittlicher Grosshandelspreis für Wasserstoff und Strom (CH und EU)



Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Für Endverbraucher von Strom und Wasserstoff kommen zu den Grosshandelspreisen noch die angenommenen Netztarife der jeweiligen Netzebenen dazu. Die resultierende Preisstruktur für die Verbraucher von Wasserstoff und Strom sind in Abbildung A7 gezeigt.

Abbildung A7: Resultierende gewichtete Durchschnittspreise für Wasserstoff und Stromverbraucher, die auf der Übertragung und Verteilnetzebene angeschlossen sind.

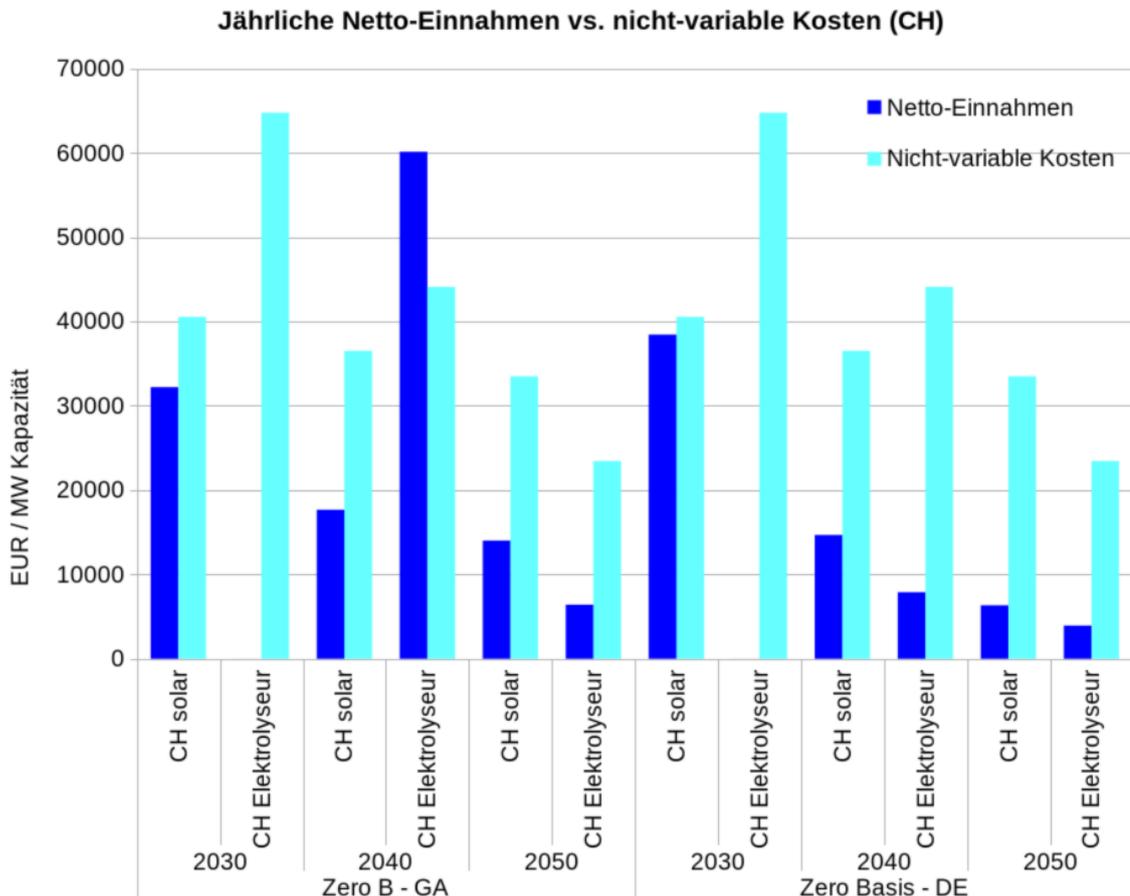


Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Wie Abbildung A8 zeigt, erzielen die in dieser Studie betrachteten "grünen" Basistechnologien (Wind, Solar und Elektrolyseure) in den meisten Fällen nicht genügend Einnahmen durch die Teilnahme am (grenzpreisbasierten) Markt, um ihre nicht variablen Kosten zu decken. Der "Preiskannibalisierungseffekt" von Einheiten mit niedrigen (oder gar keinen) Grenzkosten, der in den in Abbildung A6 dargestellten Grosshandelspreisen zu beobachten ist, führt zu einem Mangel an kostendeckenden Einnahmen. Dies gilt insbesondere für die fernere Zukunft (2040 und erst

recht 2050), wenn durch die massive Durchdringung mit erneuerbaren Stromerzeugern nur noch wenige Stunden übrig bleiben, in denen teure Erzeugungseinheiten am Markt einen hohen Strompreis verursachen.

Abbildung A8: Vergleich zwischen den jährlichen Nettoeinnahmen ausgewählter Technologien und den entsprechenden annualisierten nicht variablen Kosten (CH)⁷².



Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Nach den Projektannahmen werden die Ergebnisse des Marketclearings nachbearbeitet, um das "fehlende Geld" von Wind- und Solar-Erzeugung anteilmässig den Grosshandelskosten für Wasserstoff zuzuordnen. Dadurch wird indirekt davon ausgegangen, dass in Zukunft ein geeigneter Markt- oder Regulierungsrahmen auf Schweizer und Europäischer Ebene vorhanden sein wird, der gewährleistet, dass die vollen Kosten der Investitionen für Wind und Solar an die Produzenten gezahlt werden. Stromkunden wie Elektrolyseure sind dann in diesen Rahmen eingebunden und übernehmen einen Teil des fehlenden Geldes. Dadurch senkt sich die Gewinnmarge oder erhöht sich der Subventionsbedarf für Elektrolyseure. Die resultierende Erhöhung der Wasserstoffpreise, die sich aus diesem Umlageverfahren ergeben, sind in Tabelle A6 dargestellt. Die rechte Spalte (TOTAL) in Tabelle A6 kann also folgendermassen interpretiert werden: Jeder Megawattstunde

⁷²

Die Netto-Einnahmen ist die Differenz aus den Erlösen und den variablen Kosten (Treibstoff, variabler OPEX, eventuell Tarife und Abgaben wie Deckungsbeiträge). Für eine Technologie, die in ihrem Markt im Market Clearing die Grenzkosten setzt (z.B. Schweizer Elektrolyseure im Jahr 2030) betragen die Netto-Einnahmen Null, da die Erlöse identisch mit den variablen Kosten sind. Die nicht variablen Kosten ("Fixkosten") beinhalten den annualisierten Aufwendungen für CAPEX und fixe OPEX.

Wasserstoff, welche z.B. im Jahr 2050 (Annahme Szenario Zero B) produziert wird, wären eigentlich 9.95 Euro an Fixkosten verschiedener Erneuerbarer zuzurechnen.

Tabelle A6: Angenommener Beitrag der Schweizer Elektrolyseure zur Kostendeckung von Erneuerbaren (EUR/MWh des produzierten Wasserstoffes).⁷³

Szenario	Jahr	Offshore Wind EU	Onshore Wind EU	Solar EU	Wind CH	Solar CH	TOTAL
Zero B	2030	-	-	1.951	-	0.037	1.988
	2040	2.359	-	5.660	0.005	0.108	8.132
	2050	3.760	0.929	5.146	0.011	0.103	9.949
Zero Basis	2030	-	-	0.749	-	0.009	0.758
	2040	1.940	-	7.914	0.006	0.145	10.005
	2050	4.862	4.161	10.339	0.015	0.225	19.601

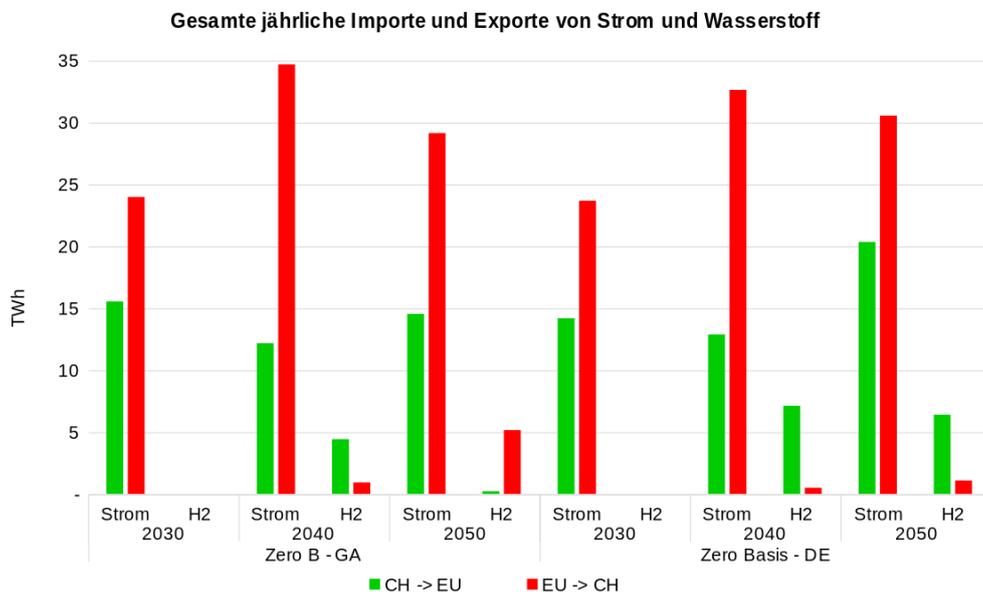
Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Abbildung A9 zeigt die jährlichen Energieflüsse zwischen den Knotenpunkten. Sie zeigt für jedes Basisszenario die gesamte jährliche Energiemenge in Form von Strom und Wasserstoff, die von der Schweiz in die EU fließt, sowie die jährliche Energie, die von der EU in die Schweiz fließt. Die Differenz zwischen diesen beiden Werten ergibt den Nettoenergieaustausch der Schweiz pro Energieträger. Interessant ist, dass die Schweiz in allen Fällen ein Nettoimporteur von Strom ist. Allerdings ist sie oft Nettoexporteur von Wasserstoff. Es gibt in der Marktsimulation Stunden, in denen die Schweiz billigen EU-Strom importiert, um vor Ort Wasserstoff zu produzieren und ihn dann gewinnbringend in die EU zurück zu exportieren. Grund ist, dass die installierte Kapazität der Elektrolyseure in der Schweiz deutlich höher ist, als für den gesamten Schweizer Jahresbedarf nötig ist. Dieses Modellierungsergebnis zeigt klar, dass der Wasserstoffmarkt und der Strommarkt in Zukunft eng verschränkt sein werden.

⁷³

Es wird angenommen, dass die Umlage auf Europäischer Ebene koordiniert ist. Dadurch übernehmen Elektrolyseure auch ein Teil des fehlenden Geldes für eingekauften Europäischen Strom aus Wind und Solar.

Abbildung A9: Gesamte jährliche Importe und Exporte von Strom und Wasserstoff für jedes Basisszenario



Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Der in den Modellergebnissen von FlexECO bestimmte Export von Wasserstoff von der Schweiz nach Europa während der Jahre 2040 und 2050 weicht von den Ergebnissen der Energieperspektiven 2050+ ab. Der Unterschied kann wie folgt begründet werden. Laut Annahme wurde die gleiche Produktionskapazität und Nachfrage für Wasserstoff wie in den EP2050+ modelliert. Beispielsweise sind im Jahr 2050 im Szenario Zero Basis 4.3 TWh Wasserstoffnachfrage und 1.48 GW Elektrolyseure vorhanden. Bei Vollproduktion können die Elektrolyseure den Schweizer Jahresbedarf mehr als decken, im Beispiel um mehr als das dreifache (12.96 TWh). Ausnahme bildet nur das Szenario Zero B im Jahr 2050, hier können die Elektrolyseure maximal 84% des Bedarfs decken. Abbildung A9 zeigt auch, dass in diesem Fall deutlich mehr Wasserstoff importiert als exportiert wird. Die Annahmen des FlexECO-Modells erlauben ab 2040 den Export von Wasserstoff über Pipelines. Diese Möglichkeit wird in der Marktsimulation, sofern es wirtschaftlich ist, auch genutzt. Es gibt im Jahresverlauf zahlreiche Stunden, in denen der Strompreis der Schweiz niedriger als in umliegenden europäischen Ländern ist, zum Beispiel wenn in Europa teure Gaskraftwerke zum Einsatz kommen. Da der Strompreis die Grenzkosten der Elektrolyseure bestimmt, ist der Schweizer Wasserstoff in diesen Stunden konkurrenzfähig zum europäischen Wasserstoff und wird für den Export produziert, auch wenn der Eigenbedarf der Schweiz schon gedeckt ist.

Würde man anstelle der Marktsimulation in FlexECO mit Export, die Produktion der Elektrolyseure auf den Schweizer Eigenbedarf beschränken, senkt sich der Nutzungsgrad und die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure. Die Kostenlücke im Vergleich zu Vollkosten oder zu grauem Wasserstoff – das Hauptergebnis für die Entwicklung des Förderrahmens in dieser Studie – würde sich folgendermassen ändern:

- Die potentielle Änderung der Kostenlücke zwischen Erlösen und Kosten der Elektrolyseure kann man sich anhand von Abbildung A8 überlegen: Im Jahr 2030 kommt es zu keinen Änderungen, da kein Export oder Import möglich ist. Im Jahr 2040 im Szenario Zero Basis und im Jahr 2050 in beiden Szenarien sind nur geringe Änderung der Kostenlücke möglich, da die Netto-Einnahmen ohnehin sehr gering sind. Nur im Jahr 2040 im Szenario Zero B können sich die Netto-

Einnahmen deutlich verringern und eine Kostenlücke erzeugen, die maximal so hoch wie im Szenario Zero Basis wird.

- Im Vergleich der Kosten zwischen grünem und grauem Wasserstoff gibt es kaum Auswirkungen, da ab dem Jahr 2040 der Preis durch den Europäischen Wasserstoffmarkt dominiert wird.

Als Fazit handelt es sich beim Export von Schweizer Wasserstoff um ein Artefakt der Modellannahmen, das nur geringe Auswirkungen auf die Ergebnisse und Empfehlungen für den Förderrahmen hat. Der Förderrahmen würde sich damit auch nicht gross ändern, wenn die Schweiz, anders als im Modell angenommen, keinen Anschluss an den European Hydrogen Backbone hätte. Eine Ausnahme gilt für das Jahr 2050 im Szenario Zero B, da die Schweiz dort auf Importe von Wasserstoff angewiesen ist (die Schweizer Elektrolyseure können nur maximal 84% des Bedarfs decken). Die Kapazität der Elektrolyseure müsste dann entsprechend erhöht werden.

C.5 Sensitivitätsanalysen mit FlexECO

Ergänzend zu den sechs Basisszenarien stellen wir in diesem Abschnitt drei Sensitivitätsanalysen vor, die durch Variation der folgenden Input-Parameter durchgeführt wurden:

- Menge der für den Grosshandelsmarkt verfügbaren Wasserstoffspeicher in der Schweiz,
- Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage in der Schweiz,
- Wasserstofftransportkosten (Transport von Wasserstoff mit Zügen oder Lastwagen anstelle von Pipelines) und
- Auswirkungen einer Befreiung von Stromnetztarifen für Schweizer Elektrolyseure.

Die folgenden Abbildungen zeigen für ausgewählte Szenarien die Auswirkungen dieser Variationen auf den gewichteten **durchschnittlichen Wasserstoff-Grosshandelspreis** in der Schweiz.

C.5.1 Wasserstoffspeicher in der Schweiz

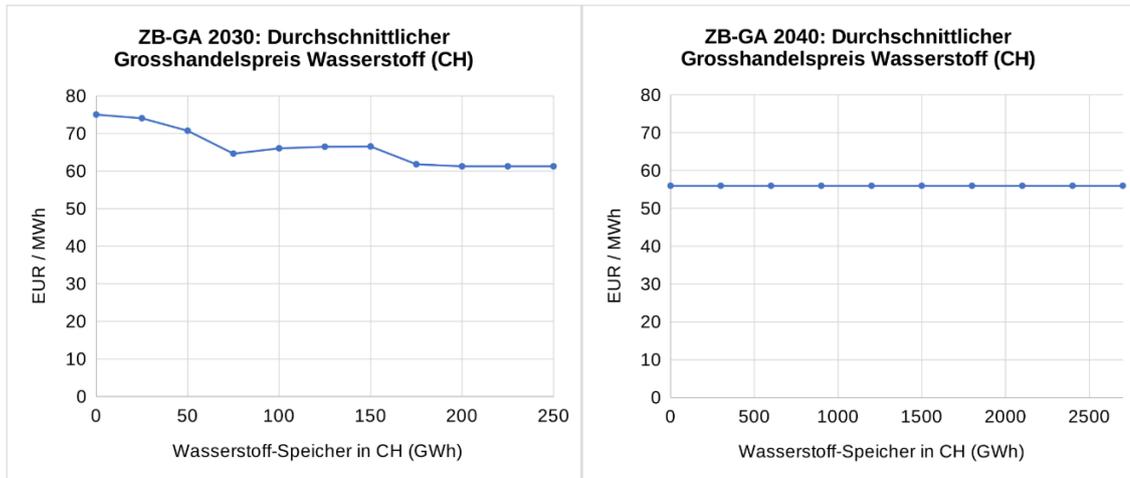
Die Abbildung A10 enthält den durchschnittlichen Wasserstoffpreis der Jahre 2030 und 2040 mit zunehmender Wasserstoffspeicherkapazität.

Im Jahr 2030 der Preis mit zunehmender Wasserstoffspeicherkapazität schrittweise um bis zu etwa 18 % gesenkt. Ursache ist, dass die Elektrolyseure vermehrt zu Stunden mit günstigem Strom produzieren können, überschüssigen Wasserstoff speichern, und der Wasserstoffbedarf zu Stunden mit teurem Strom vermehrt aus den Speichern bedient wird.

Im Gegensatz haben im Jahr 2040 Wasserstoffspeicher keine Auswirkungen auf den Schweizer Wasserstoff-Grosshandelspreis. Der Grund für den Unterschied zwischen den Jahren liegt in der Annahme, dass die Schweiz im Jahr 2040 durch Wasserstoffpipelines mit dem übrigen Europa verbunden ist. Folglich hat die Wasserstoffspeicherung in der Schweiz keinen Einfluss auf den lokalen Wasserstoffpreis, da dieser nun durch das Verhältnis zwischen Nachfrage und Verfügbarkeit auf europäischer Ebene bestimmt wird. Die Wasserstoffspeicherung in der Schweiz ist zu gering, um den Wasserstoffpreis auf europäischer Ebene zu beeinflussen.

Zusammenfassend hat ein möglicher Wasserstoffspeicher also nur einen Einfluss auf den Wasserstoffpreis, wenn es noch keine ausreichende Pipeline-Infrastruktur für den Wasserstofftransport zwischen der Schweiz und Europa gibt.

Abbildung A10: Sensitivitätsanalyse: Auswirkungen der installierten Wasserstoffspeicherkapazität in der Schweiz (ZB=Zero B)



Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

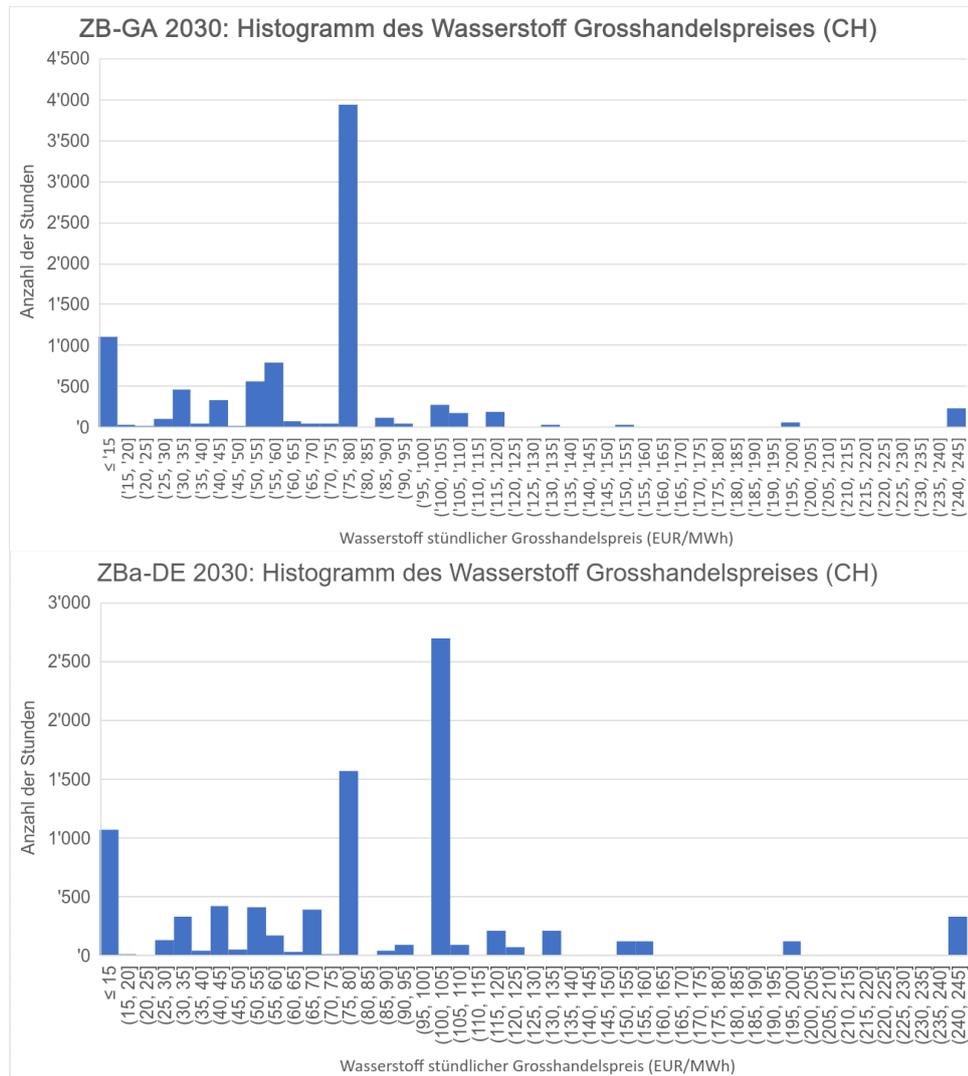
Aus den Abbildungen geht hervor, dass 2040 Wasserstoffspeicher keine Auswirkungen auf den Schweizer Wasserstoff-Grosshandelspreis haben. Im Gegensatz wird 2030 der Preis schrittweise um bis zu etwa 18 % gesenkt. Der Grund für den Unterschied zwischen den Jahren liegt in der Annahme, dass die Schweiz im Jahr 2040 durch Wasserstoffpipelines mit dem übrigen Europa verbunden ist. Folglich hat die Wasserstoffspeicherung in der Schweiz keinen Einfluss auf den lokalen Wasserstoffpreis, da dieser nun durch das Verhältnis zwischen Nachfrage und Verfügbarkeit auf europäischer Ebene bestimmt wird. Die Wasserstoffspeicherung in der Schweiz ist zu gering, um den Wasserstoffpreis auf europäischer Ebene zu beeinflussen. Zusammenfassend hat ein möglicher Wasserstoffspeicher also nur einen Einfluss auf den Wasserstoffpreis, wenn es noch keine ausreichende Pipeline-Infrastruktur für den Wasserstofftransport zwischen der Schweiz und Europa gibt. Rein ökonomisch lohnt es sich eher, den Ausbau eines Wasserstoffnetzes zu fördern. Ein Speicher dient eher als Rückfalloption, wenn es Probleme mit dem Wasserstoffnetz gibt.

C.5.2 Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage in der Schweiz

Bei dieser Sensitivität wird untersucht, wie sich eine begrenzte Zahlungsbereitschaft bei zu hohen Wasserstoffkosten auf die Ergebnisse auswirkt. Dazu wird ein Maximalpreis modelliert, zu dem Schweizer Konsumenten bereit sind, Wasserstoff zu kaufen. In Stunden mit höherem Preis wird die Nachfrage auf null gesetzt, ansonsten bleibt sie gleich. Dadurch kommt es zu einer Änderung der Jahresnachfrage für Wasserstoff im Vergleich zu den Energieperspektiven 2050+.

Der stündliche Grosshandelspreis für Wasserstoff, der sich aus dem gekoppelten Clearing des Strom- und des Wasserstoffmarktes ergibt, schwankt stark, je nach Art des Grenzkraftwerks. In den Histogrammen des Grosshandelspreises für Wasserstoff für zwei ausgewählte Szenarien (Abbildung A11) ist zu sehen, dass es in beiden Szenarien eine dominante stündliche Preisspanne für Wasserstoff in der Schweiz gibt (75-80 EUR/MWh in ZB-GA und 100-105 EUR/MWh in ZBa-DE), oft ist der Wasserstoffpreis sogar noch niedriger, aber es gibt auch mehrere Stunden im Jahr, in denen der Wasserstoffpreis erheblich steigt (über 150 und sogar nahe 250 EUR/MWh).

Abbildung A11: Histogramm der stündlichen Wasserstoff-Grosshandelspreise in der Schweiz (ZB=Zero B, ZBa = Zero Basis)



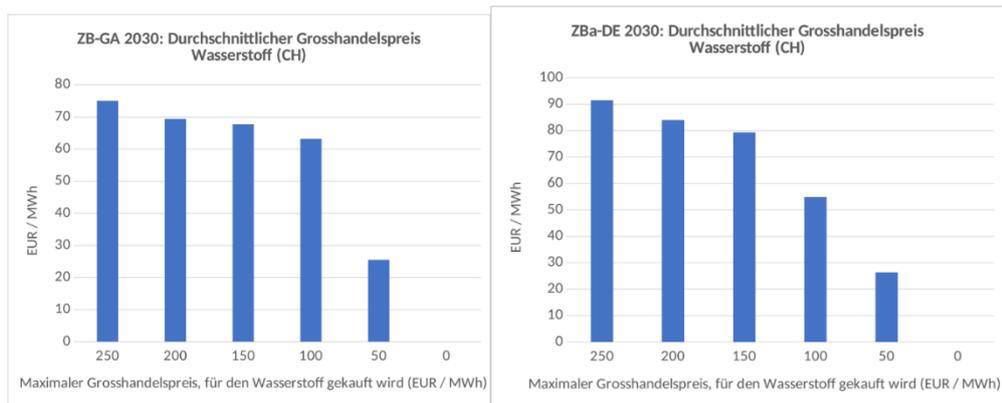
Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Die Abbildung A12 zeigt, wie sich eine Elastizität der Schweizer Wasserstoffnachfrage gegenüber dem Wasserstoffgrosshandelspreis auf den gewichteten durchschnittlichen Wasserstoffgrosshandelspreis in der Schweiz auswirken würde. Dabei wird angenommen, dass die Wasserstoffnachfrage auf null gesetzt wird, wenn der Wasserstoffpreis über einen bestimmten Grenzpreis steigt.

Die vertikale Achse zeigt den mengengewichteten Durchschnitt des Grosshandelspreises von Wasserstoff im Jahr 2030. Ohne Preiselastizität beträgt dieser 91.5 EUR/MWh (Zero Basis) beziehungsweise 75.0 EUR/MWh (Zero B). Entlang der horizontalen Achse wird gezeigt, wie sich der Grosshandelspreis mit zunehmender Preiselastizität verändert. Zum Beispiel würde im Szenario Zero B bei einem Grenzpreis von 200 EUR/MWh (bei höheren Preisen wird die Nachfrage auf Null gesetzt) der durchschnittliche Grosshandelspreis auf knapp 70 EUR/MWh sinken.

Wie man aus den Abbildungen ersehen kann, ist eine signifikante Auswirkung auf den durchschnittlichen Wasserstoffpreis nur dann zu beobachten, wenn der Maximalpreis geringer als 150 EUR/MWh wird ⁷⁴.

Abbildung A12: Sensitivitätsanalyse: Auswirkungen der Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage in der Schweiz (ZB=Zero B, ZBa = Zero Basis)



Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

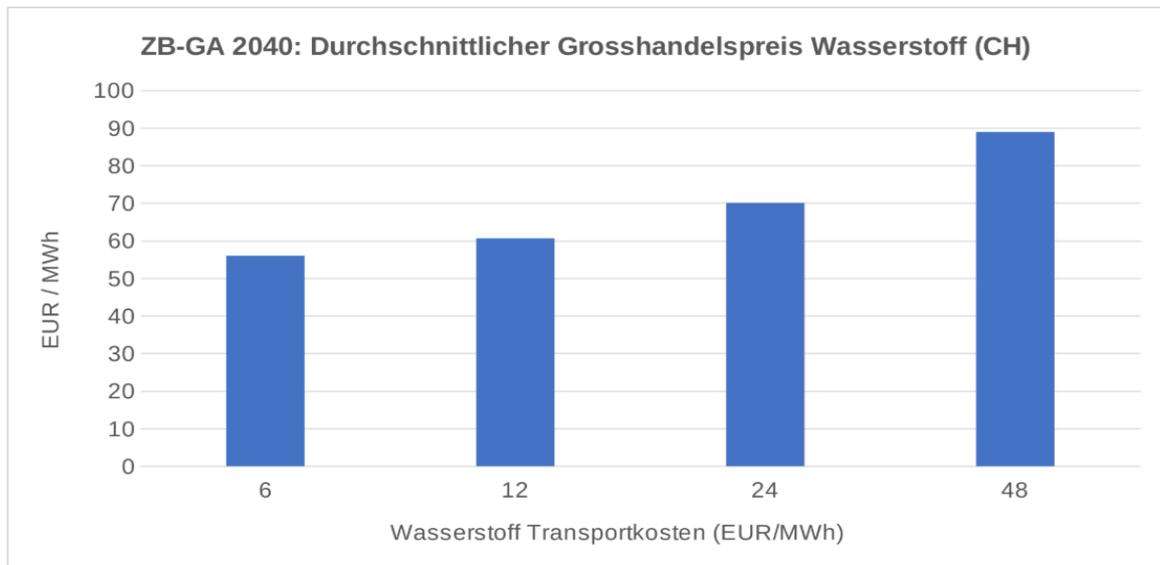
C.5.3 Variation der Wasserstofftransportkosten

Schliesslich wird untersucht, welche Auswirkungen es auf die Grosshandelspreise für Wasserstoff in der Schweiz hätte, wenn der Transport von Wasserstoff zu höheren Kosten als dem in dieser Studie verwendeten Wert von 6 EUR/MWh erfolgen würde. Diese höheren Kosten könnten sich aus einem höheren Anteil des Strassentransports (z. B. Lkw) von Wasserstoff (flüssig oder als komprimiertes Gas) ergeben, wenn noch kein voll ausgebautes Wasserstoff-Pipelinennetz auf europäischer und schweizerischer Ebene verfügbar ist. Abbildung A13 stellt das Ergebnis einer solchen Sensitivitätsanalyse dar, die für einige Stufen der Wasserstofftransportkosten für das Szenario 2040 Zero B - GA durchgeführt wurde. Der höchste Wert von 48 EUR/MWh Transportkosten entspricht dem Fall, dass Wasserstoff mit Lastwagen über lange Strecken transportiert wird. Es ist zu beobachten, dass die Wahl von Lastkraftwagen anstelle von Pipelines für den Transport von Wasserstoff über grosse Entfernungen zu einem Anstieg des Wasserstoff-Grosshandelspreises um über 50% führen kann. Obwohl das ein sehr unwahrscheinliches Szenario ist, könnte es sein, dass eine Koordinierung zwischen dem Aufbau der Nachfrage nach Wasserstoff und der Entwicklung der erforderlichen Netzinfrastruktur erforderlich ist. Während dieses Übergangszeitraums werden Lastkraftwagen (und/oder Züge) wahrscheinlich eine flexible, teurere Transportmöglichkeit für Wasserstoff darstellen.

⁷⁴

Als Vergleich zur Veranschaulichung: Wenn 1 Liter Diesel 2 € kostet, entspricht dies einem Preis von 200 €/MWh.

Abbildung A13: Sensitivitätsanalyse: Auswirkungen der Wasserstofftransportkosten (ZB=Zero B)



Quelle: Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

C.5.4 Befreiung des Schweizer grünen Wasserstoffs von Stromnetztarifen

Dieser Abschnitt untersucht, wie sich die Ergebnisse verändern, wenn Schweizer Elektrolyseure von Stromnetztarifen befreit werden.

Im FlexECO-Modell sind im Basisfall die Elektrolyseure nahe der Höchstspannungsebene angeschlossen und zahlen einen einheitlichen Stromnetztarif von 10 EUR/MWh. Bei dieser Annahme werden die diversen Swissgrid-Tarife wie für Arbeit, Leistung und Systemdienstleistungen vereinfacht abgebildet. Normalerweise müssen nach dem Ausspeiseprinzip alle Konsumenten von elektrischer Energie Stromnetztarife bezahlen, mit Ausnahme der Pumpspeicherkraftwerke. Werden Elektrolyseure von den Stromnetztarifen befreit, ändert das nicht nur die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff um 10 EUR/MWh (der angenommene Übertragungsnetztarif), sondern beeinflusst die gesamte Modellkette. Aus diesem Grund ist die Befreiung von Stromnetztarifen eine sehr starke Annahme, die eine Bevorzugung der Schweizer Elektrolyseure gegenüber Europäischen Elektrolyseuren darstellt, falls diese nicht auch von Stromnetztarifen befreit werden. Die Untersuchung ist daher nur indikativ zu verstehen, ohne Anspruch auf Umsetzbarkeit, z.B. in Bezug auf regulatorische Bedingungen oder EU-Recht.

Werden Elektrolyseure nun von Stromnetztarifen befreit, ändert das nicht nur die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff um 10 EUR/MWh, sondern beeinflusst die gesamte Modellkette. Aus diesem Grund wurde zur Untersuchung der Netztariffreiung eine weitere Sensitivitätsanalyse der 6 Basisvarianten durchgeführt, bei der die Schweizer Elektrolyseure von Stromnetztarifen befreit sind. Alle anderen Annahmen, auch die Stromnetztarife der Europäischen Elektrolyseure, bleiben gleich.

Dabei ergeben sich folgende Unterschiede durch die Stromnetztariffreiung:

- Ohne Stromnetztarif erhöht sich in den Jahre 2040 und 2050 die Produktion von Schweizer Wasserstoff, vor allem für den Export nach Europa (ab 2040 gibt es im Modell Wasserstoffpipelines). Die jährlichen Erlöse steigen in diesen Jahren deutlich an, da der Preis häufig durch

Europäischen Wasserstoff bestimmt wird, der nun teurer ist. Dadurch erhöht sich auch Nutzungsfaktor von 74-86% auf 92-96%.

- Die Kostenlücke zwischen Erlösen und Vollkosten werden durch die Stromnetztariffbefreiung mehr als geschlossen und erlauben einen deutlichen Gewinn. Zugleich müssen die anderen Netznutzer diese versteckten Subventionen tragen.
- Der Vollkostenvorteil von grünem Wasserstoff gegenüber grauem Wasserstoff verstärkt sich ebenfalls. Der mittlere Strompreis für Elektrolyseure sinkt sogar um mehr als 10 EUR/MWh, da es zu einer noch stärkeren Produktion zu Stunden mit niedrigen Preisen kommt. Der Marktpreis für grünen Wasserstoff in den Jahren 2040 und 2050 ist unverändert, da er durch Europäische Elektrolyseure gesetzt wird.

Bei der kritischen Diskussion dieser Ergebnisse müssen neben der Umsetzbarkeit dieser Massnahme folgende Punkte bedacht werden:

- Es handelt sich um eine hohe Subvention der Elektrolyseure. Die hohen Kosten fallen vor allem in späteren Jahren mit hoher Jahresproduktion von Wasserstoff an. Im Basisfall betragen die Kosten für Stromnetztarife des Übertragungsnetzes zwischen knapp 7 Millionen EUR/Jahr (Zero Basis, 2030) und 143 Millionen EUR/Jahr (Zero B, 2050)⁷⁵. Bei der Sensitivität ohne Netztarife erhöht sich die Produktion von Wasserstoff und damit die Ausfallkosten für Netztarife nochmal um etwa 20%.
- Werden die Elektrolyseure, anders als im Modell angenommen, auf tieferen Netzebenen installiert und sollen auch von diesen Netztarifen befreit werden, erhöhen sich die entstehenden Ausfallkosten für Netztarife nochmal deutlich.
- Die Kosten erhöhen sich auch, wenn die Netztarife für Übertragungsnetze, anders als im Modell angenommen, über die Zeit steigen.
- Kommt es innerhalb der EU auch zur Befreiung von Stromnetztarifen dürfte sich der Kostenunterschied und der bessere Investitionsanreiz weitestgehend aufheben.

⁷⁵

Die Zahl ergibt sich durch Teilen der produzierten Menge Wasserstoff (aus Tabelle 3, Zeile 3) durch die Effizienz der Elektrolyseure (69% im Jahr 2030, 71% im Jahr 2040, 74% im Jahr 2050) und Multiplikation mit dem Stromnetztarif von 10EUR/MWh. Je nach angenommener Jahresproduktion von Wasserstoff können die entsprechenden Kosten für Netztarife auch für andere Szenarien ermittelt werden.

D Referenzen

- ADAC. (25. August 2022). *ADAC - Allgemeine Deutsche Automobil-Club e.V. Von Synthetische Kraftstoffe – Sind E-Fuels die Zukunft?:* <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/synthetische-kraftstoffe/> abgerufen
- Agora Energiewende and Guidehouse. (2021). *Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂.*
- Airbus. (2022). *Zero-emission journey - Bringing cleaner technology to aerospace.* Von <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission-journey> abgerufen
- Arrow, K. (1958). Tinbergen on Economic Policy. *Journal of the American Statistical Association.*
- Bamert, U., Bilanz, R., Bilger, F., & Schindler, D. (2020). *Jahresbericht 2019.* Avenergy Suisse.
- Bard, J., Gerhardt, N., Selzam, P., Beil, M., Wiemer, M., & Buddensiek, M. (2022). *The limitations of hydrogen blending in the European gas grid:* . Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE) .
- Blick. (29. Juli 2022). *Blick.ch.* Von Jetzt droht in der Schweiz die Kerosin-Krise: <https://www.blick.ch/wirtschaft/nach-flug-stornierungen-und-koffer-chaos-jetzt-droht-in-der-schweiz-die-kerosin-krise-id17723929.html> abgerufen
- BloombergNEF. (2021). *'Green' Hydrogen to Outcompete 'Blue' Everywhere by 2030.* Von <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-outcompete-blue-everywhere-by-2030/> abgerufen
- BMWi. (15. 12 2020). *BMWi Energiewende Direkt.* Von Was sind eigentlich Carbon Contracts for Difference?: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/12/Meldung/direkt-erklaert.html> abgerufen
- Bundesamt für Energie. (Oktober 2022). *Energieperspektiven 2050+: Exkurs Wasserstoff, Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+.* Von Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11143> abgerufen
- Bundesamt für Energie; Bundesamt für Umwelt. (2022). *Gemeinsame Stellungnahme des Bundesamtes für Energie und des Bundesamtes für Umwelt zu den Klima- und Umweltauswirkungen von blauem Wasserstoff.*
- Bundesamt für Güterverkehr. (2002). *Sonderbericht: Auswirkungen der Neuregelungen im Schweizverkehr und der Sperrung des St. Gotthard-Straßentunnels.*
- Bundesamt für Statistik. (2019). *Berechnung der Verkehrsmittelkosten des motorisierten Strassenverkehrs.*
- Bundesamt für Statistik. (2021). *Güterverkehr in der Schweiz 2020.*
- Bundesamt für Statistik. (2022). *Flugpassagiere im Linien- und Charterverkehr.*
- Bundesamt für Statistik. (2022). *Gesamtenergiestatistik.*
- Bundesamt für Statistik. (2022a). *Schweizerische Zivilluftfahrtstatistik 2021 - 5. Passagiere.*

- Bundesamt für Statistik. (2022b). Neue Inverkehrsetzungen von Strassenfahrzeugen nach Kantonen und technischen Merkmalen.
- Bundesamt für Statistik. (2022c). Neue Inverkehrsetzungen von Strassenfahrzeugen nach Fahrzeuggruppe und Fahrzeugart.
- Bundesamt für Umwelt. (24. 12 2020). *Massnahmen der Schweiz zur Verminderung ihrer Treibhausgasemissionen.* Von <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen.html> abgerufen
- Bundesamt für Umwelt. (29. März 2021). *CO2-Abgabe und Flugticketabgabe.* Von <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/dossiers/klimaschutz-und-co2-gesetz/co2-abgabe-und-flugticketabgabe.html> abgerufen
- Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit. (1. 1 2022). Steuersätze für die wichtigsten Treib- und Brennstoffe.
- Carbon Limits AS + DNV AS. (Oktober 2022). *Re-Stream: Study on the reuse of oil and gas infrastructure for hydrogen and CCS in Europe, Executive Summary.* Von Gas Infrastructure Europe : https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/5449/Re-stream-Executive_summary-October_2021.pdf abgerufen
- Deutsche Emissionshandelsstelle. (2021). *Emissionshandel im Luftverkehr .*
- DNV. (28. Oktober 2022). *Study: Future Regulatory Decisions on Natural Gas Networks: Repurposing, Decommissioning and Reinvestments.* Von ACER: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Media/News/Documents/Future%20Regulation%20of%20Natural%20Gas%20Networks%20-%20Final%20Report%20DNV.pdf> abgerufen
- DVGW. (2022). *Leitfaden zur Abschätzung des H2Bedarfs für Gasverteilnetzbetreiber im Kontext der Marktabfrage für den NEP 2022 des FNB Gas e.V.*
- E4tech. (2018). *Swiss Hydrogen Production and Demand - An Overview.* Bern: Swiss Federal Office of Energy SFOE.
- EC. (2021). *Hydrogen and decarbonised gas market package.* Von European Commission Energy: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package_en#a-dedicated-hydrogen-infrastructure-and-market abgerufen
- eicher+pauli. (2021). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz.*
- Eidgenössische Steuerverwaltung. (14. 12 2022). *Aktuelle Schweizer Mehrwertsteuersätze.* Von <https://www.estv.admin.ch/estv/de/home/mehrwertsteuer/mwst-steuersaetze.html> abgerufen
- Eiselin, S. (2017). Alitalia geht in die Insolvenz. *Aero Telegraph.*
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). (2022). *H2Förderkompass - Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf .*
- Europäische Kommission. (2021). Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/.

- Europäische Kommission. (28. 10 2022). Zero emission vehicles: first 'Fit for 55' deal will end the sale of new CO2 emitting cars in Europe by 2035. Brüssel.
- European Commission. (21. September 2022). *ec.europa.eu*. Von State Aid: Commission approves up to €5.2 billion of public support by thirteen Member States for the second Important Project of Common European Interest in the hydrogen value chain: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_5676 abgerufen
- European Hydrogen Backbone. (April 2022). *A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*. Von The European Hydrogen Backbone: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> abgerufen
- European Parliament. (November 2022). *The Revision of the Third Energy Package for Gas*. Von European Parliament: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2022/734009/IPOL_STU\(2022\)734009_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2022/734009/IPOL_STU(2022)734009_EN.pdf) abgerufen
- Forbes. (2021). *Cheap Batteries Could Soon Make Electric Freight Trucks 50% Cheaper To Own Than Diesel*.
- Fraunhofer Institut. (2023). *Fraunhofer UMSICHT Institutsteil Sulzbach-Rosenberg*. Von Synthetische Kraftstoffe aus Biomasse-Reststoffen: <https://www.umsicht-suro.fraunhofer.de/de/unsere-loesungen/biokraftstoff.html> abgerufen
- Frontier Economics. (2021). *Grundlage für die Positionierung zu Wasserstoff*.
- Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M., & Kneiske, T. (2020). *Hydrogen in the energy system of the future: Focus on heat in buildings*. Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE).
- Hu, G., Chen, C., Lu, H., Thuan Wu, Y., Liu, C., Tau, L., . . . Gang Li, K. (2020). A Review of Technical Advances, Barriers, and Solutions in the Power to Hydrogen (P2H) Roadmap. *Engineering*.
- Iberdrola. (2021). *Iberdrola*. Von Iberdrola commissions the largest green hydrogen plant for industrial use in Europe: <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant> abgerufen
- ICAO. (2022). *International Civil Aviation Organization Environment*. Von COVID-19 impacts and 2022 CORSIA periodic review : <https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Pages/CORSIA-and-Covid-19.aspx> abgerufen
- IEA. (September 2022). *Aviation Tracking Report*. Von IEA : <https://www.iea.org/reports/aviation> abgerufen
- IEA. (May 2022). *Global EV Outlook 2022*. Von International Energy Agency : <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022/trends-in-electric-light-duty-vehicles> abgerufen
- International Air Transport Association (IATA). (9. June 2022). *Airlines.IATA*. Von Aviation's long haul to replace jet fuel: <https://airlines.iata.org/analysis/aviations-long-haul-to-replace-jet-fuel> abgerufen
- IREES; ifeu -- Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH; Institut für Energieund Umweltforschung Heidelberg gGmbH; (Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI); Prognos AG. (2020). *Comprehensive assessment of the potential for efficient heating and cooling for Germany*.
- IRENA. (2022). *Green hydrogen for industry: A guide to policy making*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

- ITF. (2022). Decarbonising Europe's Trucks: How to Minimise Cost Uncertainty. *International Transport Forum Policy Papers*(No 107).
- Jens, J., Wang, A., van der Leun, K., Peters, D., & Buseman, M. (2021). *Extending the European Hydrogen Backbone: A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries*.
- Jensen, L. (Juni 2022). *Wissenschaftlicher Dienst des Europäischen Parlaments*. Von Überarbeitung des Emissionshandelssystems: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/729452/EPRS_ATA\(2022\)729452_DE.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/729452/EPRS_ATA(2022)729452_DE.pdf) abgerufen
- Kober et al., T. (July 2019). *Paul Scherer Institut*. Von Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland: https://www.psi.ch/sites/default/files/2019-07/Kober-et-al_WhitePaper-P2X.pdf abgerufen
- Lambert, M., & Schulte, S. (2021). Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets. *OIES Working Paper*.
- Lichtscheidl, J., Rauch, R., Müller, S., Aichernig, C., Wörgetter, M., & Ehrig, R. (2011). *Erzeugung von Wasserstoff für Raffinerien über Biomassevergasung*.
- Mauch, W., Corradini, R., Wiesemeyer, K., & Schwentzek, M. (2010). Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*.
- Meyer et al., R. (03. September 2021). *Ariadne Projekt*. Von Analyse: Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor – Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung: <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebuedesektor/> abgerufen
- Michel, P. (9. Januar 2023). *Luzerner Zeitung*. Von Raffinerie-Streiks wirken nach: Bund musste Flughäfen schon 33 Millionen Liter Kerosin aus Notlagern liefern: <https://www.luzernerzeitung.ch/wirtschaft/wirtschaft-mantel/flugzeugtreibstoff-raffinerie-streiks-wirken-nach-bund-musste-flughaefen-schon-33-millionen-liter-kerosin-aus-notlagern-liefern-ld.2397096?reduced=true> abgerufen
- NPM & Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. (11 2019). *Nationale Plattform Zukunft der Mobilität*. Von Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe - Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht: <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/11/NPM-AG-2-Elektromobilit%C3%A4t-Brennstoffzelle-Alternative-Kraftstoffe-Einsatzm%C3%B6glichkeiten-aus-technologischer-Sicht.pdf> abgerufen
- Ogden, J. (2011). Analysis of a “cluster” strategy for introducing hydrogen vehicles in Southern California. *Energy Policy*.
- Ortiz Cebolla, R., Dolci, F., & Weidner Ronnefeld, E. (2022). *Assessment of hydrogen delivery options*. Publications Office of the European Union, Luxembourg.
- Palovic, M., & Poudineh, R. (2022). PolyGrid 2050: Integrating hydrogen into the European energy transfer infrastructure landscape. *OIES Working Paper*.
- Phadke, A., Khandekar, A., Abhyankar, N., Wooley, D., & Rajagopal, D. (2021). *Why Regional and Long-Haul Trucks are Primed for Electrification Now*. Lawrence Berkeley National Lab.
- Prognos, TEP Energy & Infras. (20. Dezember 2021a). *Energieperspektiven 2050+: Technischer Bericht - Gesamtdokumentation der Arbeiten*. Abgerufen am 5. Januar 2023 von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050->

plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJlYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTA3ODM=.html

- Prognos, TEP Energy & Infrac. (Oktober 2021b). *Energieperspektiven 2050+: Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+*. Abgerufen am 5. Januar 2023 von Prognos, TEP Energy & Infrac
- Prognos, TEP Energy & Infrac. (Dezember 2021c). *EP2050+ Szenarienergebnisse ZERO B*. Abgerufen am 5. Januar 2023 von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJlYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTA0Mzg=.html>
- Prognos, TEP Energy & Infrac. (2021d). *Energieperspektiven 2050+: Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung*.
- Schneider Schüttel, U. (9. Mai 2019). *Die Befreiung des Kerosins von der Mineralölsteuer ist nicht mehr zeitgemäss. Änderung des Chicagoer Abkommens*. Von Parlament.ch: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20193508> abgerufen
- Schwan, G., Treichel, K., & Höh, A. (2019). *Nachhaltig unterwegs - Mobilität jetzt attraktiv gestalten*. Öffentlicher Bericht ETR/02-2019 zum Trialog vom 19.06.2019.
- Sens, L., Neuling, U., Wilbrand, K., & Kaltschmitt, M. (2022). Conditioned hydrogen for a green hydrogen supply for heavy duty vehicles in 2030 and 2050 - A techno-economic well-to-tank assessment of various supply chains. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Shell Company. (1. Juli 2021). *Shell in Deutschland*. Von Shell startet Europas größte PEM-Wasserstoff-Elektrolyse: <https://www.shell.de/ueber-uns/standorte/rheinland/medieninfos-und-downloads/shell-startet-europas-groesste-pem-wasserstoff-elektrolyse.html> abgerufen
- SRF 1. (22. 07 2022). *srf.ch*. Von Postautos ab 2040 nur noch elektrisch: [srf.ch/news/schweiz/oev-der-zukunft-postautos-ab-2040-nur-noch-elektrisch](https://www.srf.ch/news/schweiz/oev-der-zukunft-postautos-ab-2040-nur-noch-elektrisch) abgerufen
- Suter, M. (30. 09 2022). Mantelerlass: AEE SUISSE und SWISS SMALL HYDRO mit leichter Kritik am Ständeratsbeschluss. [energate messenger.ch](https://www.energate.ch/mantelerlass-aee-suisse-und-swiss-small-hydro).
- Swiss Info. (9. November 2022). *Die Schweizer Firma, die mit grünem Flugzeugtreibstoff abheben will*. Von <https://www.swissinfo.ch/ger/multimedia/die-schweizer-firma--die-mit-gruenem-flugzeugtreibstoff-abheben-will/48040126> abgerufen
- Tagesspiegel. (2017). Air Berlin stellt Flugbetrieb ein - Letzte Maschine in Tegel gelandet.
- Tol, D., Frateur, T., Verbeek, M., Riemersma, I., & Mulder, H. (2022). *Techno-economic uptake potential of zero-emission trucks in Europe*.
- Transitgas AG. (2021). *Jahresbericht 2021*. Von Transitgas: <https://www.transitgas.ch/annual-report/2021/jahresbericht/2/> abgerufen
- Transport & Environment. (2021). *How to decarbonise long-haul trucking in Germany. An analysis of available vehicle technologies and their associated costs*.
- Ueckerdt, F., & Odenweller, A. (2023). *E-Fuels - Aktueller Stand und Projektionen*. Potsdam: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK).
- VCS Verkehrs-Club der Schweiz. (2017). Indirekte Flugverkehrssubventionen.

- Verband der Schweizerischen Gasindustrie. (2021). *GazEnergie*. Von Verband der Schweizerischen Gasindustrie Statistik 2021: https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-Jahresstatistik/VSG-Jahresstatistik-2021.pdf abgerufen
- Vitéz, B., & Lavrijssen, S. (2020). The Energy Transition: Democracy, Justice and Good. *Energies*.
- VSE. (30. 11 2022). *Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen*. Von Auswirkungen der Elektrifizierung und des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze: <https://www.strom.ch/de/pressemitteilung/auswirkungen-der-elektrifizierung-und-des-starken-ausbaus-der-erneuerbaren> abgerufen
- Wietschel, M., Plötz, P., Dütschke, E., Neuner, F., Tröger, J., & Gnann, T. (2023). *Eine kritische Diskussion der beschlossenen Maßnahmen zur E-Fuel-Förderung im Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung der Bundesregierung vom 28.3.2023*. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Berlin
Kurfürstendamm 217
Berlin, 10719

Brussels
23 Square de Meeûs
Brussels, 1000

Copenhagen
Bredgade 6
Copenhagen, 1260

Düsseldorf
Kö-Bogen
Königsallee 2B
Düsseldorf, 40212

Helsinki
Unioninkatu 30
Helsinki, 00100

London
5 Aldermanbury Square
London, EC2V 7HR

Madrid
Paseo de la Castellana 7
Madrid, 28046

Milan
Via San Raffaele 1
Milan, 20121

Paris
22 Place de la Madeleine
Paris, 75008

Singapore
8 Marina View
Asia Square Tower 1
Singapore, 018960

Dieser Bericht wurde von Experten von Compass Lexecon und der ETH Zürich erstellt. Die in diesem Bericht geäußerten Ansichten sind ausschließlich die der Autoren/Autorinnen und stellen nicht zwangsläufig die Ansichten von Compass Lexecon, seiner Geschäftsführung, seiner Tochtergesellschaften, seiner Mitarbeiter/Mitarbeiterinnen oder seiner Kunden/Kundinnen dar. Der Bericht basiert auf Informationen, die Compass Lexecon und der ETH Zürich zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts vorlagen, und berücksichtigt keine neuen Informationen. Wir übernehmen keine Verantwortung für die Aktualisierung des Berichts oder die Unterrichtung der Empfänger/Empfängerinnen des Berichts über solche neuen Informationen. Alle Urheberrechte und sonstigen Eigentumsrechte an dem Bericht verbleiben im Eigentum von Compass Lexecon und der ETH Zürich und alle Rechte sind vorbehalten.
© 2023 Compass Lexecon (ein Handelsname von FTI France SAS) und ETH Zürich. Alle Rechte vorbehalten.