



Oktober 2022

## Energieperspektiven 2050+

### Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+



Quelle: AdobeStock – AA+W

© Prognos / Kooperationspartner, 2022

**Datum:** 27. Oktober 2022

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

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

**Auftragnehmer/in:**

Prognos AG  
INFRAS AG  
TEP Energy GmbH  
Ecoplan AG

**Autoren/-innen:**

**Prognos AG**

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)  
Hans Dambeck  
Andreas Kemmler  
Alexander Piégsa

**TEP Energy**

Martin Jakob  
Joachim Bagemihl  
Ulrich Reiter

**Infras**

Hans-Jörg Althaus  
Brian Cox

**BFE-Bereichsleitung:** Michael Kost, Bundesamt für Energie BFE, michael.kost@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

---

# Inhaltsverzeichnis

---

Tabellenverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	VI
<b>1 Einführung</b>	<b>- 1 -</b>
1.1 Einleitung	- 1 -
1.2 Grundlagen	- 1 -
1.3 Wasserstofferzeugung	- 2 -
1.4 Einsatz von Wasserstoff heute (insbesondere stoffliche Nutzung)	- 3 -
1.5 Vor- und Nachteile von Wasserstoff für die energetische Nutzung	- 3 -
1.6 Speicherung und Transport	- 4 -
<b>2 Herstellungspfade 2020-2050</b>	<b>- 12 -</b>
2.1 Wasserstofferzeugung	- 12 -
2.1.2 Wasserstofferzeugung auf Basis von Biomasse	- 16 -
2.1.3 Dampfreformierung von Erdgas	- 16 -
2.1.4 Spaltung von Erdgas	- 16 -
2.2 Bereitstellungskosten von Wasserstoff in den Energieperspektiven	- 17 -
2.3 Inländisches Wasserstoffpotential als Funktion der Gestehungskosten	- 20 -
<b>3 Wasserstoffeinsatz</b>	<b>- 22 -</b>
3.1 Gebäude	- 22 -
3.1.1 Wärmeanwendungen Gebäude	- 22 -
3.1.2 Gesamtenergieeffizienz	- 23 -
3.1.3 Exemplarische Kostenrechnung	- 25 -
3.2 Mobilität	- 27 -
3.2.1 Fahrzeugtechnologien im Transportsektor	- 27 -

3.2.2	Einsatz in den Energieperspektiven	- 32 -
3.3	Industrie	- 35 -
3.4	Strom- und Fernwärmesektor	- 37 -
3.4.1	Effizienz	- 38 -
3.4.2	Kosten	- 39 -
3.4.3	Speicher und Backupfunktion	- 39 -
<b>4</b>	<b>Zusammenfassung von Wasserstoff in den Energieperspektiven 2050+</b>	<b>- 41 -</b>
4.1	Einsatz strombasierter Energieträger	- 41 -
4.2	Produktion und Importe von Wasserstoff	- 43 -
	Anhang	- 46 -
	Quellenverzeichnis	- 48 -
	Impressum	- 50 -

---

## Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1:	Eigenschaften von Wasserstoff	- 1 -
Tabelle 2:	Verwendung von Wasserstoff weltweit	- 3 -
Tabelle 3:	Fahrplan zur Anpassung der technischen Regularien zur Erhöhung der Wasserstoffanteile	- 10 -
Tabelle 4:	Parameter für die Berechnung der Bereitstellungskosten von Wasserstoff in den Energieperspektiven	- 18 -
Tabelle 5:	Neufloottenanteil Brennstoffzellenfahrzeuge im Jahr 2050: Szenarienvergleich	- 34 -
Tabelle 6:	Fahrleistungsanteil Brennstoffzellenfahrzeuge im Jahr 2050: Szenarienvergleich	- 34 -
Tabelle 7:	Erzeugung und Verwendung von Wasserstoff in der Schweiz im Jahr 2018	- 36 -
Tabelle 8:	Kostenrechnung PW	- 46 -
Tabelle 9:	Kostenrechnung schwere Nutzfahrzeuge (SNF) 18t	- 47 -

---

## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1:	Heutige Gewinnung von Wasserstoff	- 2 -
Abbildung 2:	Volumetrische Energiedichte von Wasserstoff gegenüber konventionellen Energieträgern	- 4 -
Abbildung 3:	Speicherung von Wasserstoff	- 5 -
Abbildung 4:	Wasserstofftransportkosten in \$ <sub>2019</sub> / kg	- 8 -
Abbildung 5:	Erzeugungsrouten* für Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	- 12 -
Abbildung 6:	Entwicklung des elektrischen Energieverbrauchs der Wasserstoffproduktion	- 15 -
Abbildung 7:	Kosten für Wasserstoff	- 19 -
Abbildung 8:	Theoretisches inländisches Produktionspotenzial unterschiedlicher Energieträger	- 20 -
Abbildung 9:	Pfadabhängigkeiten der Umwandlung von Strom in Nutzwärme	- 24 -
Abbildung 10:	Schematische Darstellung der Heizsystemkosten beim Wechsel von einem bestehenden Heizsystem	- 25 -
Abbildung 11:	Endverbraucherpreise ausgewählter Energieträger für Gebäude	- 27 -
Abbildung 12:	Vor- und Nachteile der Energieträger für den Verkehrssektor	- 29 -
Abbildung 13:	Erneuerbarer Strombedarf pro Kilometer PW und 18 t SNF	- 30 -
Abbildung 14:	Kostenvergleich Personenwagen (PW) und 18 t schwere Nutzfahrzeuge (SNF)	- 31 -
Abbildung 15:	Neuflottenanteil Brennstoffzellenfahrzeuge	- 33 -
Abbildung 16:	Fahrleistungsanteil Brennstoffzellenfahrzeuge	- 33 -
Abbildung 17:	Preise ausgewählter Energieträger für die Industrie	- 37 -
Abbildung 18:	Effizienzketten Wasserstoffrückverstromung	- 38 -
Abbildung 19:	Stromgestehungskosten von grossen WKK-Neuanlagen (>1 MW <sub>el</sub> )	- 39 -

Abbildung 20:	Flexibilität Stromerzeugung und Stromverbrauch	- 40 -
Abbildung 21:	Einsatz von Wasserstoff	- 41 -
Abbildung 22:	Verbrauch* strombasierter Energieträger und inländische Erzeugung	- 42 -
Abbildung 23:	Wasserstoff-Erzeugung	- 44 -
Abbildung 24:	Hydrogen Backbone 2040 und Gasleitungen der Schweiz	- 45 -

---

## Abkürzungsverzeichnis

---

### Allgemeine Begriffe

AEL	Alkalischer Elektrolyseur
AEM	Anion Exchange Membrane
BEV	Battery electric vehicle
BEV SR	Battery electric vehicle short range
BEV LR	Battery electric vehicle long range
CCS	Carbon capture and storage
EBF	Energiebezugsfläche
EP	Energieperspektiven
FCEV	Fuel cell electric vehicle
H <sub>i</sub>	Heizwert
H <sub>s</sub>	Brennwert
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
i.H.v	in der Höhe von
JNG	Jahresnutzungsgrad
LOHC	Liquid organic hydrogen carrier
LCOP	Levelized cost of production
LSVA	Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe
PEMEL	Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle
PW	Personenwagen
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
SOEC	Solid oxide electrolyseur cell
WACC	Weighted average cost of capital



WWB Szenario Weiter wie bisher

ZERO Szenario Netto-Null

#### Physikalische Einheiten

k-,M-,G-,T-,P- SI-Präfixe (kilo-:  $10^3$ , Mega-:  $10^6$ , Giga-:  $10^9$ , Tera-:  $10^{12}$ , Peta-:  $10^{15}$ )

ha Hektar

J Joule

m Meter

m<sup>2</sup> Quadratmeter

t Tonne

W Watt

Wh Watt-Stunde

---

# 1 Einführung

---

## 1.1 Einleitung

Der vorliegende Exkurs zum Thema Wasserstoff ist im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+) entstanden. Zunächst wird im Exkurs eine allgemeine Einführung zu den Grundlagen und dem aktuellen Stand des Themas Wasserstoff gegeben.

In Kapitel 2 wird der Fokus auf die Herstellungsseite von Wasserstoff gelegt, Kapitel 3 beschäftigt sich hingegen mit dem Einsatz von Wasserstoff. In Kapitel 4 wird eine Zusammenfassung und Einordnung über die Ergebnisse hinsichtlich Wasserstoffes in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ gegeben.

## 1.2 Grundlagen

Wasserstoff ist das erste und kleinste Element des Periodensystems. Das Wasserstoffmolekül, bestehend aus nur zwei Protonen und zwei Elektronen, ist zugleich auch das leichteste Molekül.

Wasserstoff, bei Umgebungsbedingungen gasförmig, zeichnet sich durch eine sehr hohe gravimetrische Energiedichte (39,4 kWh/kg Brennwert) und eine geringe volumetrische Energiedichte bei Normalbedingungen (3,54 kWh/m<sup>3</sup> Brennwert) aus. Zum Vergleich: bei Methan (Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan) liegen die entsprechenden Werte bei 14,6 kWh/kg Brennwert bzw. 11,2 kWh/m<sup>3</sup> Brennwert (Quelle: BAFU 2022a). Speicherung und Transport von Wasserstoff stehen damit vor der Herausforderung die Energiedichte pro Volumeneinheit zu erhöhen, etwa durch Druckerhöhung (Wasserstoffspeicherung erfolgt in Druckbehältern bis 700 bar), durch Verflüssigung (Abkühlen auf -253 °C), durch Einlagerung in flüssige Wasserstoffträgermaterialien, sogenannte «Liquid Organic Hydrogen Carriers» (LOHC) oder Einlagerung in Metallhydride.

Tabelle 1 stellt zentrale chemische und physikalische Parameter von Wasserstoff dar.

---

**Tabelle 1: Eigenschaften von Wasserstoff**

---

<b>Parameter</b>	<b>Wasserstoff (H<sub>2</sub>)</b>
Molekulargewicht [kg/kmol]	2,016
Dichte [kg/Nm <sup>3</sup> ]	0,09
Dichte [kg/m <sup>3</sup> ] bei 500 bar	33,02
Dichte [kg/m <sup>3</sup> ] flüchtig am Siedepunkt	70,8
Siedepunkt [°C]	-253
Brennwert* (Hs) [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	3,54
Brennwert (Hs) [kWh/kg]	39,4

---

Heizwert* (Hi) [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	3,00
Heizwert* (Hi) [kWh/kg]	33,3

Wenn nicht anders angegeben: Bezug auf Normbedingungen 0 °C, 1,013 bar).

\* Der Heizwert Hi (inferior) ist die maximal nutzbare thermische Energie des eingesetzten Brennstoffes jedoch ohne Berücksichtigung der Kondensation des entstehenden Wasserdampfes. Beim Brennwert Hs (superior) wird auch die durch Kondensation der Abgase gewonnene Energie berücksichtigt. Da bei der energetischen Nutzung von Wasserstoff im Vergleich zu anderen Brennstoffen wie z.B. Heizöl vergleichsweise viel Wasserdampf entsteht, ist der Unterschied zwischen Heiz- und Brennwert relativ gross.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Linde 2022

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Die volumenbezogene Energiedichte von Wasserstoff beträgt bei Normbedingungen (0 °C, 1 bar) mit 3,54 kWh/Nm<sup>3</sup> Brennwert nur knapp ein Drittel der Energiedichte von Methan. Komprimiert auf 500 bar erhöht sich die volumenbezogene Energiedichte zwar deutlich, bleibt aber etwa bei 30 % des Brennwertes von Methan. Selbst verflüssigt bei -253 °C erreicht Wasserstoff nur ca. 43 % des Brennwertes von verflüssigtem Methan (-162 °C).

### 1.3 Wasserstofferzeugung

Wasserstoff wird heute fast ausschliesslich aus fossilen Kohlenwasserstoffen gewonnen, wie Abbildung 1 zeigt. Die weltweite Nachfrage liegt aktuell in der Grössenordnung von rund 90 Mio. Tonnen pro Jahr<sup>1</sup>. Der zentrale Prozess, die Dampfreformierung von Erdgas, stellt ca. 68 % des erzeugten Wasserstoffes bereit, wobei CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von ca. 11 t CO<sub>2</sub> pro Tonne Wasserstoff entstehen (0.279 kg/kWh). Weitere Anteile werden auf Basis verschiedener Rohölfraktionen gewonnen (Reformierung von Naphtha oder Benzin, partielle Oxidation von Schweröl, Ethylenproduktion) oder aus Kohlevergasung. Auf Basis von Strom werden heute weltweit ca. 5 % des Wasserstoffes gewonnen, wobei das Hauptverfahren hier die Chlor-Alkali-Elektrolyse (Gewinnung von Chlor und Natronlauge aus Natriumchlorid) ist und Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt.

**Abbildung 1: Heutige Gewinnung von Wasserstoff**

Weltweite Anteile der bezogen auf den Ursprungsenergieträger zu Herstellung



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Shell 2017<sup>2</sup>

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Für die Herstellung des heutigen Wasserstoffbedarfs (ca. 90 Mt) auf Basis einer reinen Elektrolyse würden weltweit rund 3'600 TWh zusätzliche Stromerzeugung benötigt. Ein Plus von ca. 14 % der weltweiten Stromversorgung.

<sup>1</sup> je nachdem ob Wasserstoff in Synthesegas-Prozessen mitgezählt wird (IEA 2021)

<sup>2</sup> [https://www.shell.de/about-us/newsroom/shell-hydrogen-study/\\_jcr\\_content/root/main/simple/call\\_to\\_action/links/item0.stream/1643541262215/1086fe80e1b5960848a92310091498ed5c3d8424/shell-wasserstoff-studie-2017.pdf](https://www.shell.de/about-us/newsroom/shell-hydrogen-study/_jcr_content/root/main/simple/call_to_action/links/item0.stream/1643541262215/1086fe80e1b5960848a92310091498ed5c3d8424/shell-wasserstoff-studie-2017.pdf)

## 1.4 Einsatz von Wasserstoff heute (insbesondere stoffliche Nutzung)

Die Haupteinsatzzwecke von Wasserstoff weltweit sind Raffinerien (Hydrocracking), die Stickstoffdünger-Herstellung (Haber-Bosch-Verfahren), und Methanolsynthese. Weitere, mengenmässig untergeordnete Einsatzzwecke, sind verschiedene Synthesen in der Chemieindustrie, Prozesse in der Metallindustrie (Stahlbehandlung, Schutzgas, etc.), Verfahren in der Glasindustrie und der Einsatz in Kraftwerken zur Kühlung von Turbogeneratoren. Wasserstoff ist im industriellen Bereich seit Jahrzehnten eine «Commodity», wird bis heute aber überwiegend in der Nähe des Verbrauches produziert und nur ein geringer Anteil wird als Energieträger gehandelt. Tabelle 2 stellt die weltweite Verwendung von Wasserstoff dar.

**Tabelle 2: Verwendung von Wasserstoff weltweit**

Anteile unterschiedlicher Anwendungsbereiche an der Wasserstoffverwendung i.H. v. 90 Mt weltweit

	Raffinerie: Hydrocracking	Düngemittel: Ammoniak	Chemie: Methanol	Metallindustrie	Glasindustrie	Kraftwerke
Welt	44 %	38 %	13 %		5 %	
Details	Konversion langkettiger Kohlenwasserstoffe in kurzkettige Kohlenwasserstoffe zur Herstellung von Benzin, Kerosin, Diesel	Haber-Bosch-Verfahren $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$	Methanol: wichtiger Ausgangsstoff für Synthesen in der chemischen Industrie (MTBE, Formaldehyd, Essigsäure etc.) $CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$ $CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH$	DRI Stahl, Wärmebehandlung, Härten: Reduktionsvermögen, hohe Wärmeleitfähigkeit, Reduzierung der Oberflächenoxide Löten: Schutzgas, Binden von Feuchte und Sauerstoff, verbesserte Fliesseigenschaften	Floatglas-Herstellung: Schutzatmosphäre aus $H_2 / N_2$ zur Vermeidung der Oxidation von Zinn	Kühlung von Turbogeneratoren zur Steigerung des Wirkungsgrades Einsatz von Wasserstoff in Kraftwerken mit Leistung ab 250 MW (stand-alone, mit Reinwasser)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von IEA 2021

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

## 1.5 Vor- und Nachteile von Wasserstoff für die energetische Nutzung

Wasserstoff weist bei seiner energetischen Nutzung sowohl zentrale Vor- als auch Nachteile auf. So ist seine energetische Nutzung zur Strom- oder Wärmeerzeugung im Gegensatz zu Kohlenwasserstoffen nicht direkt mit Treibhausgasemissionen verbunden und auch andere direkte Schadstoffemissionen (z. B.  $NO_x$ , Russ, Feinstaub) sind deutlich geringer oder nicht vorhanden. Bei der

Herstellung von Wasserstoff können jedoch je nach Herstellungsart Emissionen entstehen. Dies gilt insbesondere, wenn fossile Energieträger bei der Herstellung genutzt werden.

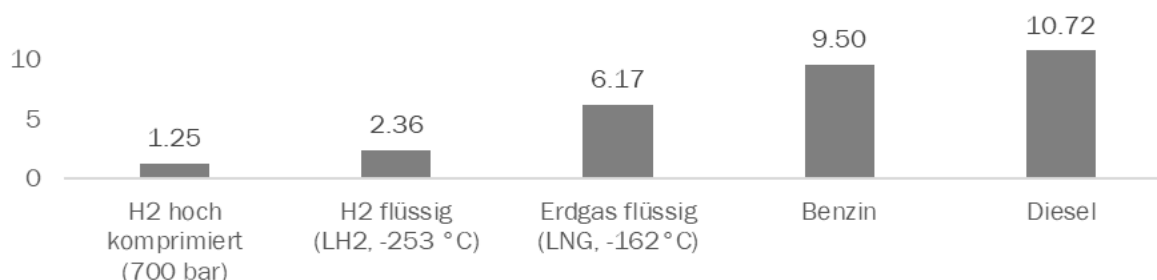
Wasserstoff ist ausserdem im Gegensatz zu elektrischem Strom langfristig speicherbar, wobei die Speicherung aufwendiger ist als bei fossilen Energieträgern.

Ein zentraler Nachteil von Wasserstoff liegt in den Umwandlungsverlusten die bei seiner Produktion entstehen. Es sind höhere Energieaufwände bei der Herstellung von Wasserstoff notwendig als im Produkt schliesslich gebunden werden. Die Umwandlungsverluste im Vergleich zu synthetischen Energieträgern wie Methanol oder Methan sind jedoch geringer.

Ein weiterer entscheidender Nachteil von Wasserstoff liegt in seiner geringen volumenbezogenen Energiedichte, was den Aufwand für Speicherung und Transport gegenüber Kohlenwasserstoffen wie z. B. Heizöl deutlich erhöht. Allein der Energieaufwand für die Speicherung von Wasserstoff liegt in der Grössenordnung von 5 bis 12 % bei Kompression<sup>3</sup> und bis zu 30 % des Energieinhalts bei Verflüssigung von Wasserstoff<sup>4</sup>. Die Speicherung von Strom in Batterien ist im Vergleich dazu deutlich effizienter, jedoch eignen sich Batteriespeicher im Gegensatz zu Wasserstoff nicht zur saisonalen Speicherung.

Abbildung 2 stellt die Energiedichte von Wasserstoff komprimiert und flüssig der Energiedichte von Erdgas und heutigen Kraftstoffen gegenüber. Die Energiedichte von Wasserstoff erreicht auch im verflüssigten Zustand (bei -253 °C) nur 38 % der Energiedichte von flüssigem Erdgas (bei -162 °C) oder 22 bis 25 % der Energiedichte der fossilen Flüssigkraftstoffe Benzin und Diesel. Bei Berücksichtigung der Masse der Speicherbehälter (Druckgasbehälter, Flüssigwasserstoffbehälter, etc.) sinkt auch er massenbezogene Vorteil der Energiedichte von Wasserstoff gegenüber flüssigen Kohlenwasserstoffen.

**Abbildung 2: Volumetrische Energiedichte von Wasserstoff gegenüber konventionellen Energieträgern**  
Heizwerte verschiedener Energieträger, MWh/m<sup>3</sup>



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

## 1.6 Speicherung und Transport

Zur Speicherung und Transport von Wasserstoff ist eine Erhöhung der volumenbezogenen Energiedichte sinnvoll. Dazu sind physikalische und stoffliche Ansätze bekannt, die in Abbildung 3 zusammengefasst sind.

<sup>3</sup> [https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user\\_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/06\\_Energie\\_fuer\\_Gaskomprimierung.pdf](https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/06_Energie_fuer_Gaskomprimierung.pdf)

<sup>4</sup> Shell Wasserstoffstudie 2017

### Abbildung 3: Speicherung von Wasserstoff

Darstellung verschiedener Ansätze

Physikalisch		
Gasförmig komprimiert	200 bis 1000 bar	+ bis 700 bar verfügbare Technik - Energiedichte relativ gering
Kryogen (flüssig)	- 253 °C	+ 2,4 kWh/l (Diesel rund 10) - ca. 33% energet. Verlust, Verdampfungs-Verlust (Boil-Off)
Kryokomprimiert	> 24 bar - 200 °C	+ Reduzierter BoilOff - Aufwand höher als kryogen
Stofflich		
Methan	CH <sub>4</sub>	+ Gängiger Energieträger und Rohstoff - Kosten, Kohlenstoffquelle notwendig
Flüssige organische Wasserstoffträger	LOHC	+ 1,9 kWh/l, Sicherheit, Handling - Energiebedarf Ausspeicherung
Metallhydride	M+H <sub>2</sub> ⇌ MH <sub>2</sub> + Q	+ Sicherheit - Gewicht, Speichertempo, Kosten
Ammoniak	NH <sub>3</sub>	+ Gängiger, synth. Rohstoff - Kein etabl. Energieträger, Handhabung
Adsorptive Speicher	MOF, Zeolithe, Nanotubes	+ Forschungsthemen - Geringe Energiedichten, hohe Kosten

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

## Speicherung

Die **Kompression** von Wasserstoff ist aufgrund des geringen Molekulargewichtes und der geringen Dichte mit einem höheren Energieaufwand verbunden als die Kompression von anderen gasförmigen Energieträgern, wie beispielsweise Methan. Die geringe Molekülgrösse macht den Einsatz von Kolbenkompressoren notwendig, da Radial- und Zentrifugalkompressoren aufgrund der Spaltmasse vor allem bei höheren Kompressionsdrücken nicht geeignet sind. Der Energieaufwand für die Verdichtung von Wasserstoff vom Ausgangsdruck eines Elektrolyseurs von 20 bar auf einen Speicherdruck von 700 bar liegt in der Grössenordnung von 1,9 kWh/kg bzw. 6 % des Heizwertes<sup>5</sup>, abhängig vom tatsächlich erreichten Kompressorwirkungsgrad.

Die **Verflüssigung** von Wasserstoff ist aufgrund der notwendigen Temperatur von -253 °C ebenfalls energieintensiv. Die erforderlichen Temperaturen liegen 91 Kelvin unter der Temperatur von Flüssigerdgas und erfordern besondere Kryobehälter. Der Verflüssigungsaufwand von Wasserstoff liegt in der Grössenordnung von 11-15 kWh/kg, wobei Reduktionspfade bis 6 oder 7 kWh im Bereich möglich wären.

**Methan** ist ein in der Energiewirtschaft weit verbreiteter Energieträger, heute fast ausschliesslich als Hauptbestandteil von fossilem Erdgas, der zur Strom- und Fernwärmeproduktion, zur Wärme- und Kälteproduktion in Gebäuden und Industrie sowie in geringerem Mass in Fahrzeugen zum Einsatz kommt. Eine stoffliche Speicherung von Wasserstoff in Form von Methan ist eine Synthese in Form der Methanisierung von Wasserstoff und Kohlenstoff erforderlich. Der Kohlenstoff kann aus Biomasse oder abgeschiedenem CO<sub>2</sub> stammen. Im letzteren Fall ist die Methanisierung zwar exotherm, aber mit einem Energieverlust von theoretisch mindestens 14%, in der Praxis von rund 20% verbunden, wenn die Abwärme der Reaktion nicht genutzt wird bzw. werden kann. Zur Speicherung von Methan stehen dann mehrere Möglichkeiten zur Verfügung:

Unter den stofflichen Speichermöglichkeiten sind **flüssige organische Wasserstoffträger** (LOHC<sup>6</sup>) eine vielversprechende Technologie. Verschiedene Flüssigkeiten dieser Kategorie sind in der Lage Wasserstoff aufzunehmen und unter Einsatz von thermischer Energie wieder freizusetzen. Ein entscheidender Vorteil liegt darin, dass LOHC nicht brennbar und damit sicher in Handling, Transport und Lagerung sind.

**Metallhydride** sind eine Spezialanwendung der Wasserstoffspeicherung hierbei handelt es sich um chemische Verbindungen wie Lithiumhydrid und Lithiumaluminiumhydrid sowie Natriumborhydrid und Amminboran die eine Möglichkeiten bieten, Wasserstoff zu speichern. Die Speicherung erfolgt aufgrund der chemischen Reaktion zwischen Metallhydriden und dem Wasserstoff. Der Wasserstoff wird chemisch gebunden, beziehungsweise vom Metall absorbiert, hierfür ist keine eine Kompression nötig. Zur Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem Metallhydrid, muss Wärme zugeführt werden.

**Ammoniak** besteht zu knapp 18 % (massebezogen) aus Wasserstoff und hat eine Energiedichte von 5,2 kWh/kg. Es ist bei einem Druck von 9 bar bei 20 °C flüssig mit einer volumenbezogenen Energiedichte von 3,2 kWh/l. Da Stickstoff in der Luft in hoher Konzentration vorhanden ist, ist Ammoniak als grünes Speichermolekül für Wasserstoff leichter herzustellen als strombasiertes Methan oder andere Power-to-X-Kohlenwasserstoffe, die auf Kohlenstoff angewiesen sind.

<sup>5</sup> Errechnet als isotherme Gasverdichtung mit isothermem Wirkungsgrad der Gaskompression von 60 % in Anlehnung an Meier (2014)

- Speicherung in natürlichen Hohlräumen, Kavernen des Bergbaus etc. (in Europa die gängigste grossskalige Speicherform allerdings nicht in der Schweiz vorhanden).
- Speicherung in flüssiger Form: Methan wird bei Normaldruck bei einer Temperatur von unter ca.  $-161.5\text{ °C}$  flüssig (liquified natural gas – LNG) und hat dabei eine Energiedichte von 6 kWh/l bzw. 6 MWh/m<sup>3</sup>. Die Verflüssigung ist mit zusätzlichem Energieaufwand verbunden (derzeit 10% bis 25%, künftig ggf. weniger als 10%). Die Re-Gasifizierung ist endotherm und kann zur Kühlung oder zur Stromerzeugung genutzt werden.
- Speicherung von komprimiertem Methan: Komprimiertes Erdgas (compressed natural gas - CNG) weist einen Druck von 200 bis 250 bar auf und erfordert zur Speicherung keinen weiteren Energieaufwand (wie beim LNG zur Kühlung), allerdings entsprechende Druckbehälter. Im Vergleich zur Verflüssigung ist die Verdichtung mit deutlich geringerem Energieaufwand verbunden, dafür ist die erreichte Energiedichte wesentlich geringer im Vergleich zu LNG (ca. 2,4-mal).

Je nach Einsatzzweck, Transportdistanz oder Lagerdauer überwiegen unterschiedliche die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Speichermethoden.

Abgesehen von der Speichervariante CH<sub>4</sub> (Methan) erreichen alle Speichervarianten von Wasserstoff eine geringere Energiedichte als die heute eingesetzten Kohlenwasserstoffe (Erdgas und Erdölderivate). Für ein Energiesystem relevante Speichermengen in einer Grössenordnung von mehreren TWh in Form von Wasserstoff zu speichern, setzt grosse Volumina voraus. Dazu werden Untergrundspeicher (Salzkavernen, Porenspeicher) benötigt, wie sie heute in vielen Ländern für Erdgas genutzt werden<sup>7</sup>.

### Speicherung in der Schweiz

Die Schweiz besitzt aus «geologischen, technischen und wirtschaftlichen Gründen anders als ihre Nachbarländer keine grossen Untertagespeicher wie Salzkavernen- oder Porenspeicher. Bisher wurden keine geeigneten natürlichen Strukturen für einen solchen Erdgas-Speicher auf Schweizer Boden gefunden. Auch verfügt die Schweizer Erdgasbranche bisher über keine grossen Speicher für Flüssigerdgas.<sup>8</sup> Aus diesem Grund wird in der Schweiz heute bereits die nationale Pflicht-Erdgasreserve als Ersatz-Bevorratung durch Heizöl extra leicht für die Verwendung in Zweistoffanlagen, die sowohl mit Erdgas als auch mit Heizöl betrieben werden können, vorgehalten. Darüber hinaus hält die Schweizer Gaswirtschaft eine Beteiligung an einem Untergrundspeicher in Frankreich<sup>9</sup>. Für die Wasserstoffspeicherung könnten mit entsprechenden Abmachungen die Speicherpotenziale in den EU-Nachbarstaaten über ein zukünftiges Pipelinesystem anteilig genutzt werden oder es müssten inländische Grossspeicher für Wasserstoff errichtet werden.

Deutschland hat gute geologische Voraussetzungen für Kavernenspeicher, ca. 21 Mrd. Nm<sup>3</sup> sind z. B. als Erdgasspeicher im Betrieb (ca. 200 TWh Speicherkapazität). In einem Forschungsprojekt wurde für Deutschland ein mögliches Wasserstoff-Speicherpotenzial i.H.v. 1.600 TWh (Hi) ermittelt (Töpler 2017). In Sachsen-Anhalt wird im Rahmen eines Innovationsprojektes ein erster grosstechnischen Wasserstoffspeicher in der Grössenordnung von 150 GWh Speicherkapazität<sup>10</sup> umgestellt.

<sup>7</sup> Es gibt bereits auch Wasserstoffkavernen, z.B. in Grossbritannien (Teesside) und USA (Clemens Dome, Moss Bluff)

<sup>8</sup> [https://www.bwl.admin.ch/dam/bwl/de/dokumente/themen/pflichtlager/bericht\\_zur\\_vorratshaltung.pdf.download.pdf/2019-10-15%20Vorratshaltungsbericht-d.pdf](https://www.bwl.admin.ch/dam/bwl/de/dokumente/themen/pflichtlager/bericht_zur_vorratshaltung.pdf.download.pdf/2019-10-15%20Vorratshaltungsbericht-d.pdf)

<sup>9</sup> <https://gazenergie.ch/de/wissen/detail/knowledge-topic/7-erdgas-speicher/>

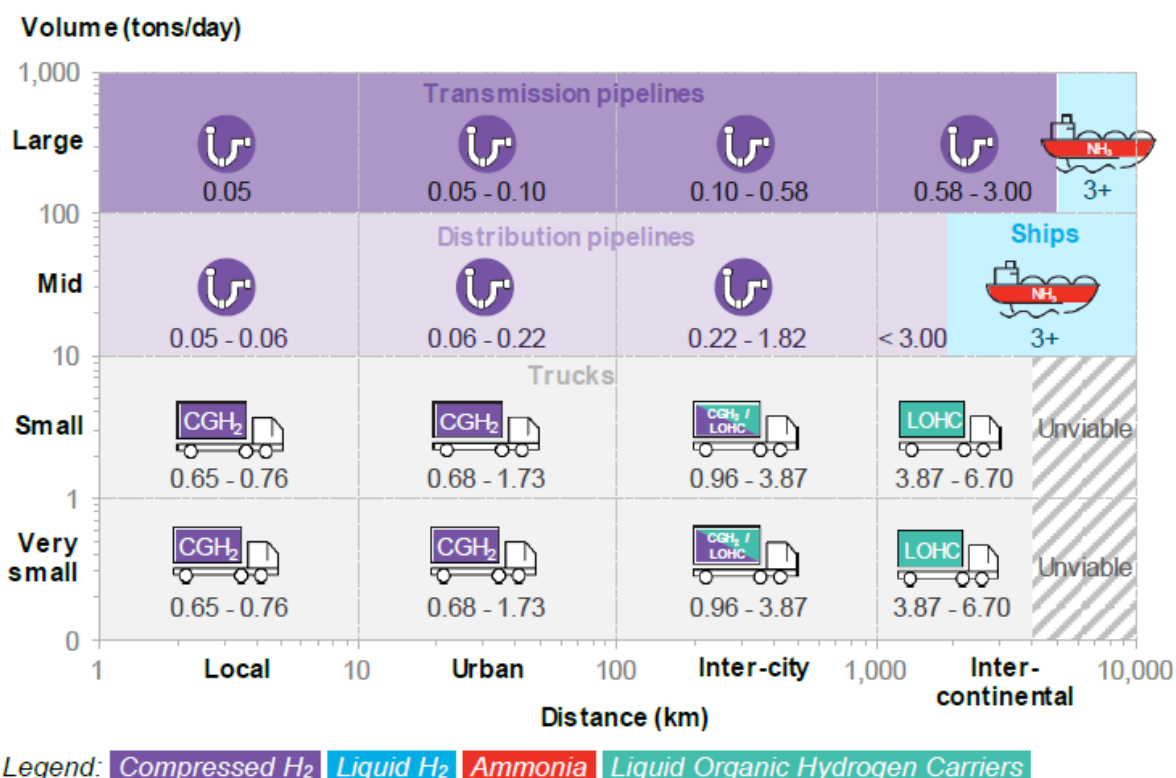
<sup>10</sup> <https://www.investieren-in-sachsen-anhalt.de/report-invest/weltweit-erste-wasserstoffspeicher-unter-tage-sachsen-anhalt>



## Transport

Abbildung 4 zeigt die Wasserstofftransportkosten in Abhängigkeit der zurückzulegenden Distanz und der Masse an. Für kürzere Distanzen und bei geringen Mengen ist eine Versorgung mit Trailern die wirtschaftlichste Lösung. Bei längeren Distanzen kann sich auch ein Transport über flüssige organische Energieträger (LOHC) lohnen. Bei grösseren Mengen (>10 Tonnen pro Tag) ist ein Pipelinetransport die wirtschaftlichste Alternative. Für einen interkontinentalen Transport kommt auch der Schifftransport in Frage.

Abbildung 4: Wasserstofftransportkosten in \$<sub>2019</sub> / kg



Quelle: Bloomberg NEF 2020

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Für die Verteilung innerhalb der Schweiz wird in den Energieperspektiven ein Wasserstofftransport per Trailer in gasförmiger Form angenommen. Der Grund hierfür sind die vergleichsweise geringen Mengen (< 1 Tonne pro Tag) für den Transport sowie die relativ kurzen Distanzen (<100 km). Für den Wasserstoffimport in die Schweiz, der erst nach 2035 stattfindet, wird in den ZERO Szenarien der Energieperspektiven eine Nutzung der europäischen Pipelinestruktur angenommen (siehe Kapitel 4.2).

Der gasförmige **Transport per LKW bzw. Trailer** von Wasserstoff wird bereits heute in der Schweiz zur Versorgung von Tankstellen genutzt. Der Transport auf diesem Wege ist jedoch nur für kürzere Strecken sowie geringere Distanzen sinnvoll. Der Grund liegt in den im Vergleich zum Pipelinetransport geringen Energiemengen, die transportiert werden können. Dadurch ist der Transport

via Trailer auch vergleichsweise teuer. Da sich bei kleineren Transportmengen jedoch kein Pipelinebetrieb lohnt, wird der Trailertransport auch weiterhin bei kürzeren Distanzen und Transportmengen seinen Einsatz finden.

Der **Wasserstofftransport per Schiff** lohnt sich nur bei grösseren Mengen und längeren Distanzen. Das weltweit erste Transportschiff für Wasserstoff ist in Japan im Einsatz und transportiert auf dem Seeweg Wasserstoff von Australien nach Japan.

Der Aufbau und Betrieb von **Wasserstoffpipelines** lohnt sich ebenfalls nur bei grösseren Durchleitungsmengen und längeren Transportdistanzen. Wasserstofftransport in Pipelines stellt höhere Anforderungen an Dichtungen, Verbindungen und Stelleinrichtungen (Ventile) im Leitungssystem. Je nach Pipelinematerial und Reinheitsgrad gibt es die sogenannte Wasserstoffkorrosion: Sie führt durch die Diffusion und Einlagerung von Wasserstoffatomen ins Metallgitter des Pipelinewerkstoffes zur Versprödung und Abnahme der Belastungsfähigkeit des Materials. Aus diesem Grund erfordert eine Umwidmung von Erdgaspipelines für den Wasserstofftransport eine genaue Kenntnis und Überprüfung der eingesetzten Werkstoffe im gesamten Leitungsbereich.

Europäische Gasversorger, darunter auch der Verband der Schweizer Gasindustrie, haben Vorschläge für den Aufbau eines Wasserstofffernleitungsnetzes veröffentlicht, die teilweise auf der Umnutzung von Doppelsträngen aufgrund von Netzumstellung freiwerdenden Doppelsträngen basiert und somit Kosteneinsparungen gegenüber der Neuerrichtung verspricht (vgl. nachfolgender Kasten).<sup>11</sup>



### **Wasserstoff in der bestehenden Gasinfrastruktur**

Erdgas darf neu bis zu 10 % Vol. % Wasserstoff enthalten (SVGW 2022). Ein volumetrischer Anteil von 10 % entspricht bezogen auf den Energiegehalt der Energieträger jedoch nur einem Anteil von rund 3%. In einem Innovationsprojekt in Deutschland wird derzeit auch eine Wasserstoffbeimischung von bis zu 20 % erprobt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass Geräte und Anlagen für diesen Prozess nicht verändert werden müssen. Allerdings ist noch zu prüfen, inwieweit die Ergebnisse dieses lokalen Projektes auf das gesamte Gasnetz übertragen werden können.

Es ist davon auszugehen, dass ein Grossteil der Infrastruktur bei >10 Vol.-% H<sub>2</sub> angepasst werden muss. Im Einzelfall sind vor allem die Toleranzen der Rohrleitungen in Fern- und Verteilnetzen, der Verdichtungsanlagen, der Erdgasspeicher, von Erdgastanks, Erdgasfahrzeugen und bestehenden Gasturbinen zu prüfen. Weitere Grössen, von denen die die Wasserstoff-Aufnahmefähigkeit direkt abhängen, sind die Durchmischung und der Grund-Erdgasstrom im Netz, denn lokale Konzentrationsspitzen von Wasserstoff müssten bei der anteiligen Beimischung vermieden werden.

Besonders der Übergang von 10 Vol. % zu deutlich höheren Wasserstoffanteilen ist aus diesem Grund eine technische Herausforderung und mit Investitionen verbunden. Auf-

<sup>11</sup> <https://gazenergie.ch/de/energiezukunft/wasserstoff/netzstruktur/>

grund der Notwendigkeit für alle Komponenten und Verbraucher im Gasnetz einen sicheren Betrieb zu gewährleisten ist es nahezu unmöglich einen linearen Hochlauf von 0 % auf 100 % Wasserstoffanteil für die Gasinfrastruktur zu gestalten.

Wie kann die aktuelle Erdgasinfrastruktur in eine Wasserstoffinfrastruktur überführt werden? Hierbei ist zwischen Grossverbraucher und Hoch- und Mitteldrucknetz auf der einen Seite und Kleinverbraucher und dem Niederdrucknetz auf der anderen Seite zu unterscheiden. Nach der technischen Prüfung der Eignung der entsprechenden Netzabschnitte für einen 100 %-Wasserstoffanteil wäre eine sprunghafte Umstellung von Erdgas (mit bis zu 20 Vol. % ) auf 100 Vol. % Wasserstoff für einzelne Teilgebiete auch eine organisatorische Herausforderung.

Neben der Frage der Netzinfrastruktur sind insbesondere Endgeräte zu berücksichtigen. Der in der Schweiz u.a. für die Sicherheit der Gasversorgung zuständige Verband SVGW hat einen Fahrplan vorgestellt, um die das Gas betreffenden technischen Regularien bis 2025 auf Wasserstoffanteile von 10 %, 20 % und 100 % anzupassen:

**Tabelle 3: Fahrplan zur Anpassung der technischen Regularien zur Erhöhung der Wasserstoffanteile**

Regelwerk	Titel	Inhalt	Überprüfen/Anpassen	H <sub>2</sub> - Anteil	Jahr	
<b>G18</b>	Gasbeschaffenheit	Gasbeschaffenheit in der Schweiz	Anpassungen Biogas, brenntechnische Kennwerte	10 %	2021	kurzfristig
<b>G13</b>	Einspeisung von erneuerbaren Gasen	Planung, Bau und Betrieb von Einspeiseanlagen	Planung Bau und Betrieb von H <sub>2</sub> -Einspeisungen	10 % / 20 % 100 %	2021 ca. 2023	
<b>Gxxx</b>	Leitfaden für Anpassungen der Gasinfrastruktur an H <sub>2</sub>	Hilfestellung für den Umbau und Anpassungen der Gasinfrastruktur	Erstellung	10 % / 20 % 100 %	2021	
<b>GW2</b>	Sicherheitshandbuch	Arbeitssicherheit	Arbeitsprozesse, Ausrüstung, Explosionsschutz	10 % / 100 %	2022	
<b>G18</b>	Gasbeschaffenheit	Beschaffenheit des Gases in der Schweiz	brenntechnische Kennwerte	20 % / 100 %	2025	mittelfristig
<b>G1</b>	Erdgasinstallationen in Gebäuden (Gasleitsätze)	Planung, Bau und Betrieb von Installationen	Material, Betrieb, Brandschutz, Explosionsschutz und Prüfung	10 % / 20 % 100 %	bis spätestens 2025	
<b>G2</b>	Rohrleitungen	Planung, Bau, Betrieb von Rohrleitungen	Material, Betrieb, Explosionsschutz und Prüfung	10 % / 20 % 100 %	bis spätestens 2025	
<b>G7</b>	Gasdruckregelanlagen	Planung, Bau, Betrieb von Druckregel- und Messanlagen	Material, Betrieb, Brandschutz, Explosionsschutz und Prüfungen	10 % / 20 % 100 %	bis spätestens 2025	
<b>G11</b>	Gasodorierung	Definition des charakteristischen Gasgeruches	Odorierung von Erdgas, H <sub>2</sub> und CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> -Gemischen	10 % / 20 % 100 %	bis spätestens 2025	
<b>G23</b>	Metering-Code Gas	Anforderung an Verrechnungs- und Leistungsmessung, Bereitstellung der Messdaten sowie deren Austausch gemäss den Marktregeln	Abrechnung von Brenngasgemischen, Nachverfolgung von brenntechnischen Kenngrössen im Netz	10 % / 20 % 100 %	bis spätestens 2025	
<b>GW2</b>	Sicherheitshandbuch	Arbeitssicherheit	Arbeitsprozesse, Ausrüstung Explosionsschutz	20 % / 100 %	2025	

Übersicht der SVGW-Regelwerke in Bezug auf Wasserstoff.

Quelle: SVGW

Quelle: SVGW 2022

Reine Wasserstoffpipelines mit 100 % Wasserstoff sind allerdings etabliert und seit Jahrzehnten im Verbund mit chemischer Industrie in Betrieb. So ging zum Beispiel in Deutschland die erste reine Wasserstoffpipeline 1938 in Betrieb. Die Firma Linde betreibt insgesamt 100 km Wasserstoff-Pipelinennetz in Leuna (Sachsen-Anhalt). Das grösste deutsche Wasserstoffnetz wird von AIR LIQUIDE Deutschland GmbH im Rhein-Ruhr-Gebiet betrieben. Die Pipeline erstreckt sich über 240 km und beliefert Grossabnehmer in dieser Region. In der Schweiz gibt es keine derartige Wasserstoffpipeline. Der Transport von Wasserstoff erfolgt aufgrund der geringeren Mengen per Trailer (BFE 2018).

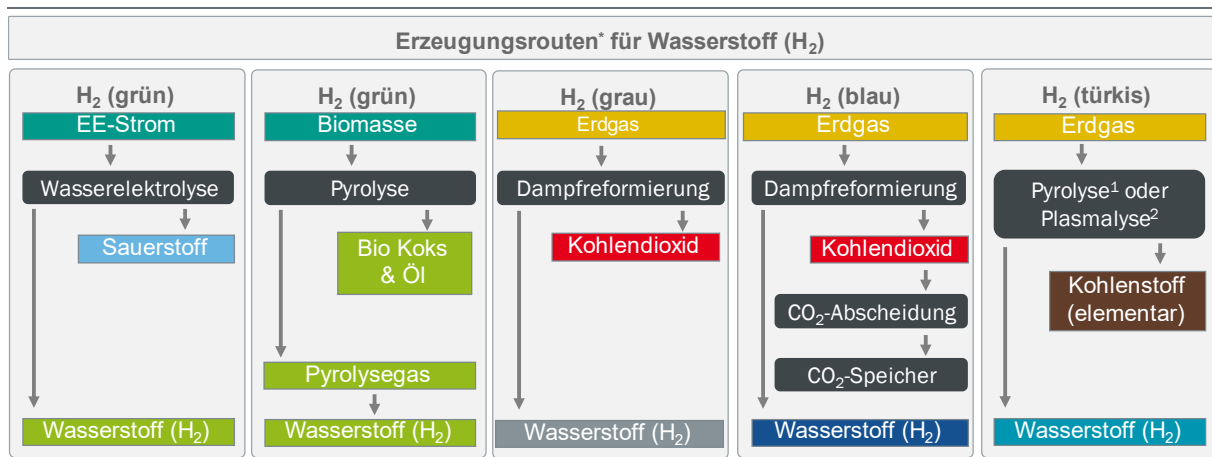
Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wird aus den genannten Gründen als Parallelstruktur mit Übernahme umgewidmeter und angepasster Teile einer heutigen Erdgasinfrastruktur deutlich wahrscheinlicher eingeschätzt als eine graduelle Umstellung von 100 % Erdgas auf 100 % Wasserstoff.

## 2 Herstellungspfade 2020-2050

### 2.1 Wasserstoffherzeugung

Verschiedene Alternativen zur Deckung zukünftiger Wasserstoffnachfrage aus treibhausgasarmen oder treibhausgasneutralen Prozessen sind bekannt, Abbildung 5 stellt die aus heutiger Sicht wichtigsten Erzeugungsrouten für die Pfade bis 2050 dar.

Abbildung 5: Erzeugungsrouten\* für Wasserstoff (H<sub>2</sub>)



\*bei Verfahren auf Basis von fossilem Erdgas bleiben Restemissionen sowie die Vorkettenemissionen des Erdgases bestehen, über den Ersatz von Erdgas durch Biogas lässt sich grüner Wasserstoff herstellen]

<sup>1,2</sup> Pyrolyse und Plasmalyse sind Verfahren, die elementaren Kohlenstoff abscheiden. Sie befinden sich im Forschungsstadium, so dass sie unserer Einschätzung nach kurz- bis mittelfristig keine technologisch reife Option zur Wasserstoffherzeugung darstellen.

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

i

#### Farbenlehre des Wasserstoffs

In der Literatur und öffentlichen Diskussion werden viele unterschiedliche Farben von Wasserstoff erwähnt. Dabei sind die Definitionen von Wasserstoff nicht immer trennscharf bzw. eindeutig. Folgende Liste stellt die gängigsten Definitionen bzw. Beschreibungen dar:

**Grüner Wasserstoff:** Elektrolytischer Wasserstoff aus erneuerbarem Strom, teilweise wird auch Wasserstoff aus Biomasse genannt

**Grauer Wasserstoff:** Wasserstoff aus fossilen Quellen, in der Regel hergestellt aus Erdgas aber auch Kohle

**Blauer Wasserstoff:** Fossiler Wasserstoff auf Basis von Erdgas, wobei die CO<sub>2</sub> Emissionen bei der Herstellung abgeschieden und langfristig gespeichert werden.

**Türkiser Wasserstoff:** Fossiler Wasserstoff auf Basis von Erdgas, wobei Kohlenstoff in fester, elementarer Form anfällt

In der Diskussion werden auch weitere Farben genutzt. Insbesondere werden diese benutzt, um die Stromerzeugungstechnologien bei elektrolytischem Wasserstoff zu differenzieren, allerdings sind diese weniger geläufig. Beispiele hierfür sind:

**Pinker Wasserstoff:** Elektrolytischer Wasserstoff aus Kernenergie

**Gelber Wasserstoff:** Elektrolytischer Wasserstoff aus Kehrrechtverwertungsanlagen

### 2.1.1 Wasserelektrolyse

Auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien kann **erneuerbar erzeugter Wasserstoff** mit (nahezu) keinen Treibhausgasemissionen erzeugt werden, indem Wasser mittels Elektrolyse in seine elementaren Bestandteile aufgespalten wird. Dabei fällt Sauerstoff als Nebenprodukt an. Dieser Wasserstoff wird im Allgemeinen auch als «grüner» Wasserstoff bezeichnet (siehe Abbildung 5) und stellt die in der Schweiz angenommene Produktionsform in den Energieperspektiven dar (vgl. Kapitel 4).

Die Elektrolyse von Wasser ist der Erzeugungspfad, der treibhausgasfreien Wasserstoff ermöglicht, wenn er mit treibhausgasfreier Elektrizität betrieben wird. Die aus heutiger Sicht bekanntesten Elektrolysetechnologien sind folgende:

- Alkalische Elektrolyse (AEL), mit einem basischen Flüssigelektrolyt,
- Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL) mit einem polymeren Festelektrolyt und
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) mit einem Feststoffoxid als Elektrolyten.

Wesentliche Unterschiede bestehen beim Temperatur- und Druckniveau des Betriebes, der technologischen Reife, den Kosten, der Flexibilität und der Effizienz.

Die **Alkalische Elektrolyse (AEL)**, mit einem basischen Flüssigelektrolyt, arbeitet in einem Temperaturbereich von 60 bis 90 °C und einem Druckniveau zwischen 10 bis 30 bar. Die AEL ist seit mehreren Jahrzehnten kommerziell verfügbar und in Grössenordnungen bis 200 MW realisiert. Sie zeichnet sich durch günstige Materialien aus, besitzt allerdings einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad als die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) und geringere Flexibilität als die PEMEL. Das heisst, sie kann langsamer ihre Produktion und damit ihre Stromlast variieren.

Die **Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL)** mit einem polymeren Festelektrolyt arbeitet typischerweise zwischen 50 und 80 °C bei Drücken zwischen 20 und 50 bar. Inzwischen besitzt auch die PEMEL eine hohe technologische Reife und ist seit 25 Jahren kommerziell verfügbar, zuletzt auch in Grössenordnungen von 10 MW. Sie zeichnet sich aus durch eine kompakte

Bauweise und eine hohe Flexibilität, wodurch sie auch fluktuierenden Erzeugungsprofilen erneuerbarer Stromerzeugung folgen kann. Allerdings enthält sie seltene Metalle (Iridium und Platin) und ist u.a. dadurch mit höheren Kosten verbunden.

Die **Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)** mit einem Feststoffoxid als Elektrolyten arbeitet bei einem hohen Temperaturniveau zwischen 700 und 900 °C, wodurch ein Teil des energetischen Aufwands zur Wasserspaltung thermisch gedeckt und der elektrische Energieaufwand reduziert werden kann. Dadurch erreicht sie die höchsten elektrischen Wirkungsgrade aber eine geringere Flexibilität als die PEM. Typische Druckniveaus liegen bei 1 bis 15 bar. Die HTEL ist eine sehr junge Technologie mit den geringsten Erfahrungswerten und es gibt erste kommerzielle bzw. Pilotanlagen, allerdings noch in der Grössenordnung deutlich unter 1 MW.

Ein weiterer vielversprechender Ansatz, der auf der HTEL-Technologie aufbaut, ist die Hochtemperatur-CO-Elektrolyse, die in einem Schritt die Herstellung von Synthesegas (Mischung aus CO und H<sub>2</sub>) aus Wasser, CO<sub>2</sub> und elektrischer Energie ermöglicht (BMBF, 2019). Die hohe Betriebstemperatur von 700 bis 900 °C kann häufig nicht durch Abwärme gedeckt werden, sondern erfordert eine zusätzliche Hochtemperaturwärmequelle. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass das hohe Temperaturniveau die Flexibilität der Anlage stark einschränkt, weil thermische Spannungen die Lebensdauer der Anlage beeinträchtigen könnten.

Forschung und Entwicklung haben zuletzt die Vorteile von AEL- und PEM-Elektrolyse in einer neuen Elektrolysetechnologie vereint, der AEM-Elektrolyse (AEM für engl. *Anion Exchange Membrane*, Anionenaustausch-Membran). Diese Technologie ermöglicht mithilfe neuer Membranen den flexiblen Elektrolysebetrieb unter Druck bei leicht alkalischen Bedingungen unter Verzicht von Edelmetallen für die Katalysatoren und bei Einsatz preiswerter Elektrodenmaterialien (Enapter 2022).

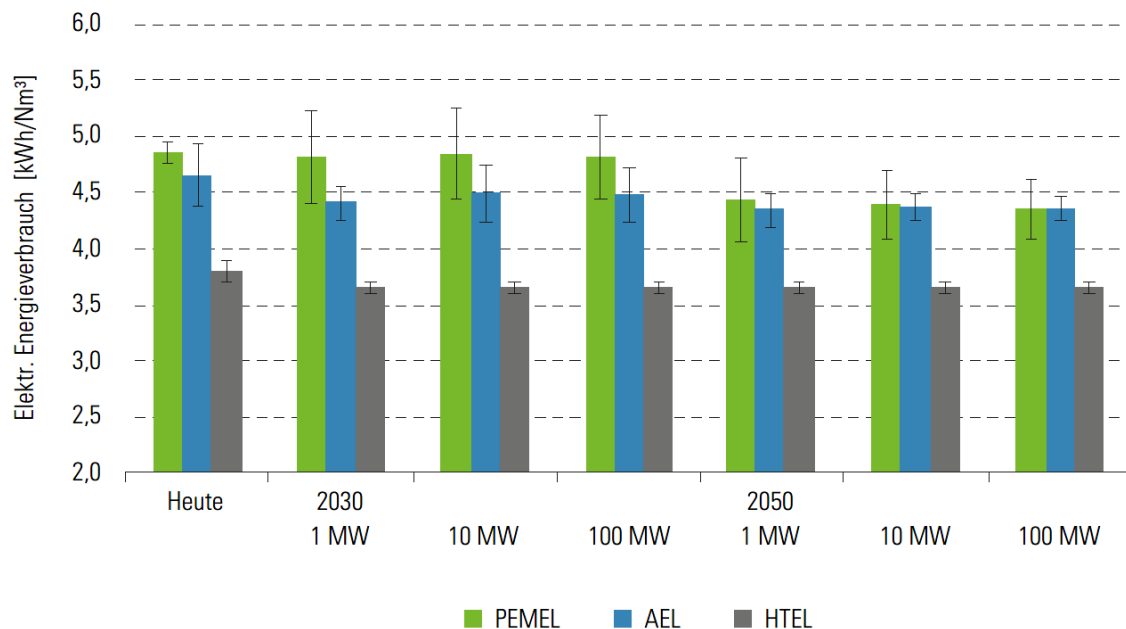
In den Energieperspektiven wurde mit Mittelwerten aus der AEL, PEMEL und HTEL gerechnet, da heute nicht eindeutig ist, welche Technologie sich durchsetzen wird. Die Mittelwerte der Investitionskosten und Wirkungsgrade liegen dabei sehr an den Annahmen der PEMEL Technologie, da diese in der Mitte der drei Technologien liegt (siehe Kapitel 2.2).

## **Wirkungsgrade**

Die Elektrolysewirkungsgrade sind ein wichtiger Kostenhebel der Wasserstoffgestehungskosten (für die Annahmen in den Energieperspektiven siehe Abschnitt 2.2). Die unterschiedlichen Elektrolysetechnologien arbeiten unterschiedlich effizient, aber auch der Betrieb der Anlagen hat einen deutlichen Einfluss auf den Wirkungsgrad. Der für die Erzeugung eines Nm<sup>3</sup> erforderliche Energieaufwand bzw. der elektrische Wirkungsgrad unterscheidet sich zwischen den drei Technologien, sowohl heute als auch perspektivisch im Jahre 2050. Gemäss einer Branchenerhebung in Deutschland hat die AEL mit 4.6 kWh pro Nm<sup>3</sup> den höchsten Energieaufwand (Smolinka 2018; Abbildung 6), was einem brennwertbezogenen Wirkungsgrad von 77 % entspricht. Gemäss derselben Branchenerhebung ist der Energieaufwand der PEMEL etwas höher (rund 4.9 kWh pro Nm<sup>3</sup>, was 72 % elektrischem Wirkungsgrad entspricht) und bei der HTEL tiefer (3.8 kWh pro Nm<sup>3</sup>, 93 %). Anzumerken ist jedoch, dass im Segment der Hochtemperaturelektrolyse nur ein Anbieter befragt wurde.

### Abbildung 6: Entwicklung des elektrischen Energieverbrauchs der Wasserstoffproduktion

Darstellung für die drei Technologien AEL, PEMEL und HTEL gemäss einer umfangreich angelegten Branchenumfrage in Deutschland



\* AEL: Alkalische Elektrolyse. PEMEL: Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse. HTEL: Hochtemperaturelektrolyse

Quelle: Smolinka 2018

Für die Kostenberechnung werden die durchschnittlichen Wirkungsgrade unter den theoretischen Maximalwerten in der Literatur angesetzt (vgl. Werte in Tabelle 4). Dafür gibt es drei Gründe:

#### Einbindung in das Gesamtsystem

Die Wirkungsgrade beziehen sich auf das Gesamtsystem und nicht nur auf die Elektrolyse-Stacks. Beim Stack handelt es sich um das Kernstück des Elektrolyseurs, welcher aus in Reihe geschalteten Elektrolysezellen besteht. Nebenaggregate der Elektrolyse wie Kompression, Kühlung, Aufreinigung und Steuerung der Anlage wurden bei den Annahmen zum Wirkungsgrad mitberücksichtigt. Diese Komponenten erhöhen den Gesamtenergieverbrauch der Anlagen und führen dazu, dass der Gesamtwirkungsgrad der Anlage unterhalb des reinen Stackwirkungsgrades des Elektrolyseurs liegt. Der Gesamtwirkungsgrad ist jedoch für die Kostenbetrachtung massgeblich. Die Wirkungsgrade sind überdies abhängig vom Druckniveau, auf dem der Elektrolysewasserstoff durch den Elektrolyseur bereitgestellt wird.

#### Dynamischer Betrieb

Die Elektrolyseure werden je nach Annahmefall bei Netzbezug oder als Inselbetrieb betrieben. In beiden Fällen wird angenommen, dass die Elektrolyseure eine schwankende erneuerbare Stromproduktion nutzen. Dadurch werden die Elektrolyseure sowohl unter Teillast als auch kurzfristig bei Überlast betrieben. Der Betriebspunkt liegt in diesen Fällen jeweils nicht im Bereich der Nennlast, auf die die Anlage ausgelegt wurde. Eine geringe Unterschreitung der Nennlast kann zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades führen. Da aber auch Überlasten, grössere Unterschreitungen der Nennlast sowie häufige Lastwechsel beim Abfahren des erneuerbaren Profils eintreten, gehen wir



davon aus, dass der Gesamtwirkungsgrad im dynamischen Betrieb etwas geringer als der Nennwirkungsgrad ist.

### **Wirkungsgraddegradation**

Für eine realistische Kostenberechnung sollten mittlere Werte über die gesamte Lebensdauer der Anlagen angesetzt werden. Nach Literaturangaben tritt über die Betriebsdauer der Elektrolyseure eine Degradation der Wirkungsgrade bei den einzelnen Elektrolyseurtechnologien in nicht unerheblicher Größenordnung auf. Degradation bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Effizienz des Elektrolyseurs über die Zeit nachlässt. Für die AEL werden hier Werte zwischen 0.25 bis 1,5 % pro Jahr, für die PEMEL zwischen 0.5 und 2.5 % pro Jahr und bei der HTEL zwischen 0.4 bis 6 % pro 1'000 Benutzungsstunden angegeben. Insgesamt liegt daher der Wirkungsgrad über eine angesetzte Lebensdauer von 10 bis 15 Jahren zwischen 5 und 10 Prozentpunkten unterhalb des Startwertes.

#### 2.1.2 Wasserstoffherzeugung auf Basis von Biomasse

Prozesse zur Erzeugung von treibhausgasreduziertem Wasserstoff auf Basis von Biomasse oder Biogas sind u.a. Biomassepyrolyse und Biomassevergärung. In den Energieperspektiven wird Biomasse aufgrund der Potenzialbegrenzung und aus strategischen Gründen nicht zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt. Mit strategischen Gründen gemeint ist der Ansatz, dass die begrenzt verfügbare Biomasse v.a. in den Bereich Industrie und in thermischen Netzen zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden soll. Dies erfolgt vor allen Dingen aus Kostengründen, da sonst hier ebenfalls Wasserstoff für Hochtemperaturprozesse eingesetzt werden müsste (vgl. Kapitel 3.3).

#### 2.1.3 Dampfreformierung von Erdgas

Der heute etablierte Erzeugungspfad auf Basis von fossilem Erdgas gewinnt den Wasserstoff aus dem Erdgasmolekül, das vier Wasserstoffatome mit einem Kohlenstoffatom vereint. Dieser fossil erzeugte Wasserstoff wird «grauer» Wasserstoff genannt.

Eine Möglichkeit die Treibhausgasemissionen dieses Prozesses deutlich zu reduzieren, besteht in der Abscheidung und dauerhaften Endlagerung des CO<sub>2</sub>, das bei der Dampfreformierung anfällt (mittels CCS). Dieser fossil erzeugte Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung via CCS wird «blauer» Wasserstoff genannt.

Im Rahmen der Energieperspektiven wurde nicht von dieser Herstellungsart im Inland ausgegangen. Die Herstellung im Ausland wurde nicht im Detail modelliert. Aus der Begleitgruppe der Energieperspektiven hinsichtlich der Annahmen des «Weiter Wie bisher Szenarios» kam die Rückmeldung, dass aus Akzeptanzgründen inländisch allein auf strombasierten Wasserstoff gesetzt werden soll.

#### 2.1.4 Spaltung von Erdgas

Die Verfahren Pyrolyse und Plasmalyse setzen die Wasserstoffatome des Erdgasmoleküls durch direkte Spaltung des Moleküls frei, wobei der Kohlenstoff als Feststoff ausfällt. Das thermische Verfahren, die Pyrolyse, ist in der Pilotphase bei einem deutschen Chemieunternehmen und zu-

dem elektromagnetischen Verfahren, der Plasmalyse, sind Startuptätigkeiten bekannt. Die farbliche Bezeichnung für fossil erzeugten Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung als Feststoff ist «türkiser» Wasserstoff.

Bei allen Verfahren auf Basis von fossilem Erdgas bleiben Restemissionen sowie die Vorkettenemissionen des Erdgases bestehen, sodass diese Verfahren nicht treibhausgasneutral sein können.

Auch der Pyrolyseprozess fand aufgrund der Einschätzung der Begleitgruppe keine Berücksichtigung bei der inländischen Herstellung in den Energieperspektiven. Die Herstellung von Wasserstoff im Ausland wurde nicht im Detail modelliert.

## 2.2 Bereitstellungskosten von Wasserstoff in den Energieperspektiven

Die Bereitstellungskosten von Wasserstoff beim Endverbraucher beinhalten alle Kosten mit Ausnahme von staatlich verursachten Kosten wie Steuern, Abgaben oder Umlagen. Die Bereitstellungskosten beinhalten die Kosten von: Herstellung, internationaler Transport, inländischer Transport, Vertrieb wie Tankstellen.

Den grössten Anteil an den Bereitstellungskosten haben die Herstellungskosten von Wasserstoff. Diese Herstellungskosten von Wasserstoff hängen im Wesentlichen von den folgenden Kostenanteilen ab:

- Energiekosten (Strom und Wärme)
- Anlagenkosten
- Betriebskosten
- Wasserkosten

Als Hebel auf die Kosten (Levelized Cost of Production, LCOP) wirken die erreichbaren Volllaststunden, die Anlagenlebensdauer und die Zinsen (Weighted Average Cost of Capital - WACC) sowie die Wirkungsgrade der Elektrolyse ein. Für die Ermittlung von Bereitstellungskosten beim Endverbraucher gehen zusätzlich die Kosten für Transport- und Verteilung ein, wozu möglicherweise auch die Konditionierung für die Übergabe an den Kunden (z.B. Hochdruck oder Verflüssigung) zählt.

Die Annahmen für die Schweiz sind angelehnt an eine Untersuchung für das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft (Prognos 2020) unter Berücksichtigung der Wechselkurse und üblicher Aufschläge für die Schweiz aufgrund höherer Kosten für Flächen etc. Tabelle 4 zeigt die Annahmen die zur Berechnung der Gesteherungskosten von Wasserstoff in den Energieperspektiven verwendet wurden.

Tabelle 4 listet die angenommenen Parameter für die Berechnung der Gesteherungskosten von Wasserstoff in den Energieperspektiven auf. Je nach Einzelfall ist der Einsatz aller drei Elektrolysetechnologien denkbar, je nachdem welcher ihrer Vorteile im Einzelfall überwiegt. Für die Berechnung der mittleren Gesteherungskosten gehen aus diesem Grund vereinfachend die Mittelwerte der Wirkungsgrade und der Capex der drei Technologien AEL, PEMEL und HTEL ein.

**Tabelle 4: Parameter für die Berechnung der Bereitstellungskosten von Wasserstoff in den Energieperspektiven**

Kategorie	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wirkungsgrad Elektrolyse*	kWh el / kWh H <sub>2</sub> (Hs)	72%	72%	73%	73%	74%	75%
Capex Elektrolyse*	CHF <sub>2017</sub> / kW el	2'459	1'978	1'763	1'548	1'415	1'282
Capex Stack	CHF <sub>2017</sub> / kW el	1229	989	881	779	707	641
Lebensdauer Gesamtanlage	Jahre	25	25	25	25	25	25
Lebensdauer Stack	Jahre	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Opex	Anteil Capex	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Verlustrate Wasserstoff		3%	3%	3%	3%	3%	3%
Strombezugskosten Schweiz (Laufwasserkraftwerke)	RP <sub>2017</sub> / kWh	4	4	4	4	4	4
Strombezugskosten MENA Wind PV**	Ct <sub>2017</sub> /kWh	7.5	7.2	7.1	6.9	6.8	6.6
Strombezugskosten Wind Offshore*** EU/DE	Ct <sub>2017</sub> /kWh	11.3	10.3	10	9.7	9.5	9.3
WACC Schweiz****		1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
WACC MENA		10%	10%	10%	10%	10%	10%
WACC EU/DE		6%	6%	6%	6%	6%	6%
Transportkosten MENA - Schweiz	ct <sub>2017</sub> / kWh (Hs)	2.0	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8
Transportkosten inländisch	ct <sub>2017</sub> / kWh (Hs)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Vertriebskosten (Tankstelle)	ct <sub>2017</sub> / kWh (Hs)	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Vollbenutzungsstunden MENA	h	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000
Vollbenutzungsstunden Schweiz *****	h	3'000	3'000	1'372	1'879	1'988	1'979
Bereitstellungskosten beim Endverbraucher Schweiz	RP <sub>2017</sub> / kWh (Hs)	20	18	25	21	19	18
Bereitstellungskosten beim Endverbraucher MENA Import	RP <sub>2017</sub> / kWh (Hs)	25	23	22	21	20	19

\* Mittelwert über drei Technologien (AEL, PEMEL, HTEL)

\*\* beinhaltet 1.5 ct/kWh für die lokale Netzanbindung sowie Systemsicherungsmaßnahmen

\*\*\* beinhaltet 2.5 ct/kWh für die lokale Netzanbindung

\*\*\*\* in den EP 2050+ wurde annahmegemäss ein einheitlicher volkswirtschaftlicher Zinssatz von 1.6% unterstellt, der im Vergleich mit dem Ausland relativ tief liegt.

\*\*\*\*\* nach 2035 werden die Volllaststunden modellendogen bestimmt, daher liegen diese ab diesem Zeitraum tiefer und variieren.

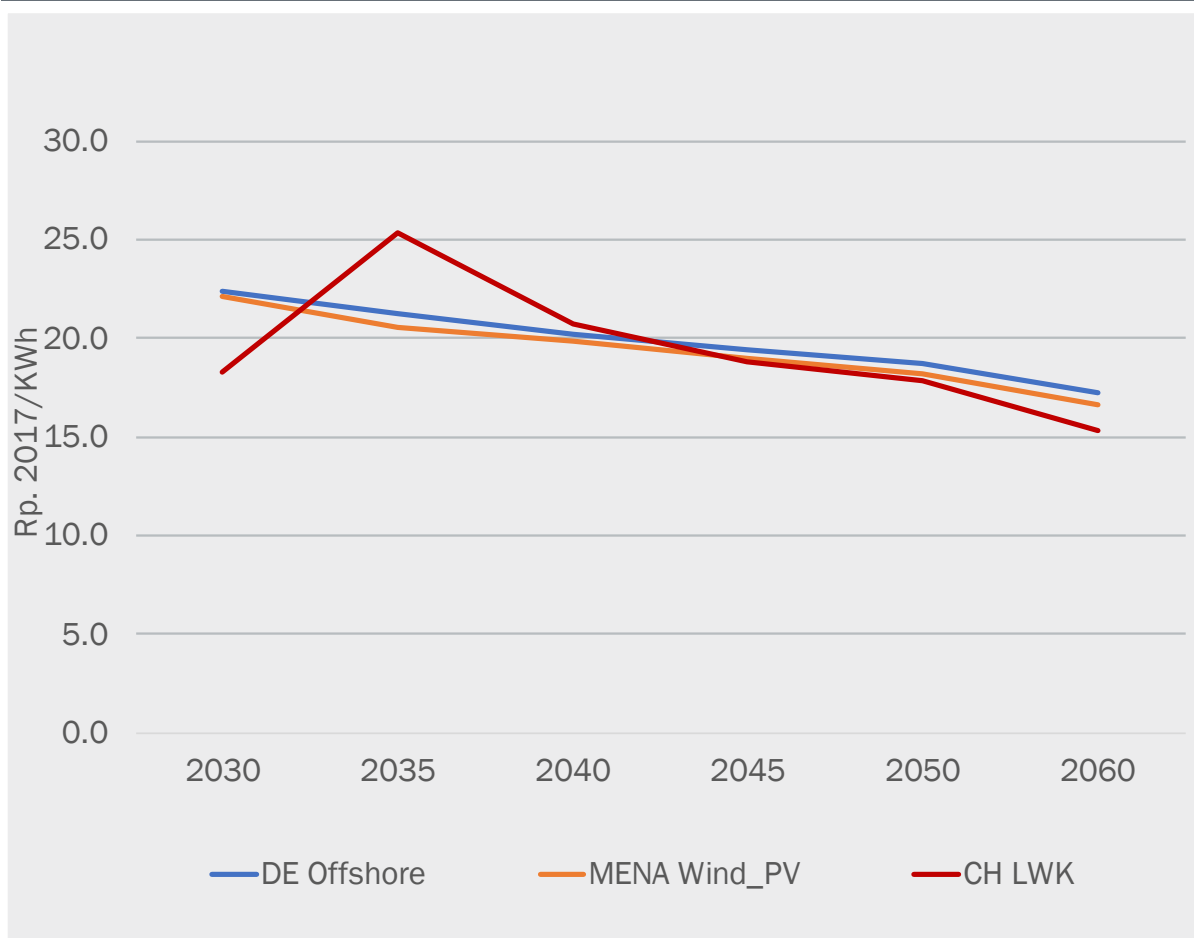
Quelle: Prognos 2020 und eigene Annahmen

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Abbildung 7 zeigt die Bereitstellungskosten beim Endverbraucher für Wasserstoff der drei unterschiedlichen Herstellungsfälle. Die Bereitstellungskosten beim Endverbraucher beinhalten alle relevanten Kosten (neben Herstellungs-, auch Transport-, Verteilungs- und Vertriebskosten) jedoch keine staatlich veranlassten Preiskomponenten wie Steuern oder Abgaben. Anhand der Abbildung wird deutlich, dass übergangsweise ab 2035 die Kosten inländischer Herstellung über den Importen liegen. Aus diesem Grund wird in der Zeit angefangen zu Wasserstoff in die Schweiz zu importieren. Langfristig liegen die Kosten in der Schweiz aber auf vergleichbarem Niveau bzw. sogar tiefer für die identifizierten Herstellungsmengen.

### Abbildung 7: Kosten für Wasserstoff

Darstellung der Bereitstellungskosten beim Endverbraucher für Wasserstoff bei unterschiedlichem Strombezug und Herstellungsregion



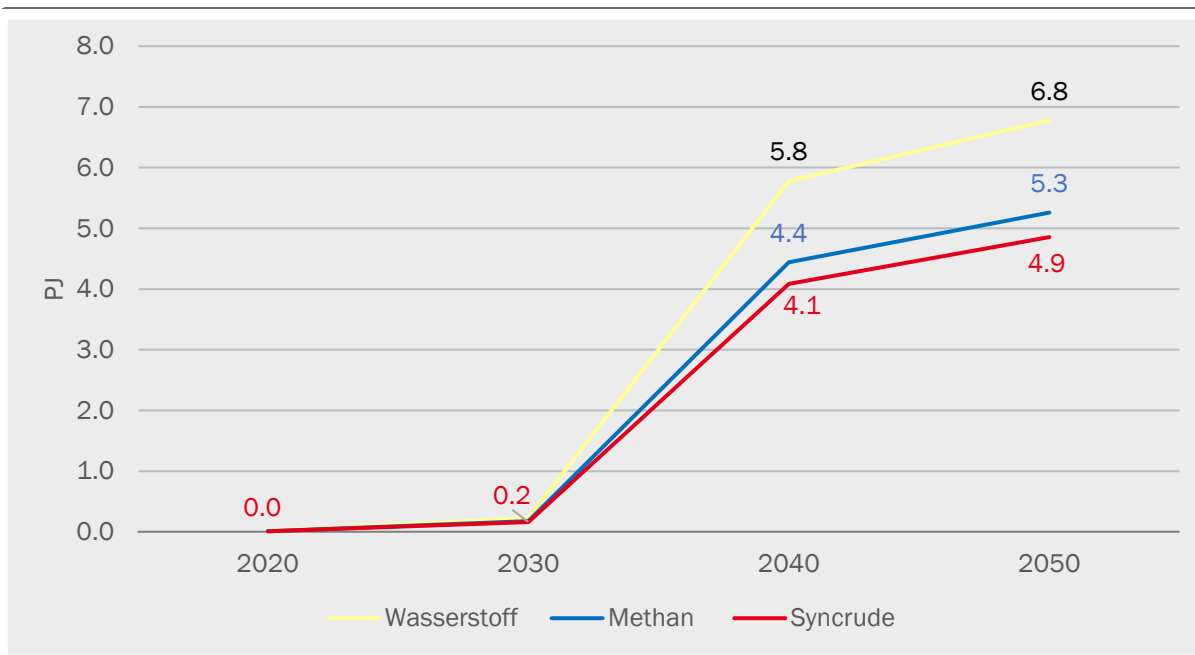
eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

## 2.3 Inländisches Wasserstoffpotential als Funktion der Gestehungskosten

Das ökonomische inländische Potenzial an strombasierten Energieträger wurde hier anhand der in Kapitel 2.2 aufgeführten Annahmen ermittelt. Annahme hierbei ist, dass Elektrolyseure an grossen Laufwasserkraftwerken errichtet werden. Sofern die Stromgrosshandelspreise unter 4 Rp./kWh fallen, speisen Laufwasserkraftwerke ihren Strom nicht ins Netz ein, sondern beliefern die Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung zu 4 Rp./kWh. Die Stromgrosshandelspreise wurden stündlich auf Basis des europäischen Prognos Strompreismodells modelliert. Der Strombezugswert zu 4 Rp./kWh wurde gewählt, da davon ausgegangen wird das dies die Grössenordnung der Stromgestehungskosten von grossen Laufwasserkraftwerken darstellt. Hieraus ergibt sich ein ökonomisches Herstellungspotenzial an strombasierten Energieträgern, welches in Abbildung 8 dargestellt ist. Innerhalb dieses theoretischen Potenzials wurden weitere Potenzialbeschränkungen, wie beispielsweise des notwendigen Kohlenstoffs, nicht berücksichtigt. Bei einer Veränderung des allgemeinen Strompreinsniveaus, zum Beispiel aufgrund von höheren oder tieferen Grosshandelspreisen von Gas und Kohle würden sich die modellierten Strompreise ändern. Dadurch würde sich ebenfalls ein verändertes inländische Potenzial zur Herstellung von strombasierten Energieträgern ergeben.

**Abbildung 8: Theoretisches inländisches Produktionspotenzial unterschiedlicher Energieträger**  
Darstellung auf Basis der Energieperspektiven



Dargestellte Potenzialmengen einzelner Energieträger nicht kumulierbar

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Es wird davon ausgegangen, dass in der Schweiz nach 2035 ein Markt für Wasserstoff entsteht und auch zunehmend Importe möglich sind. Aus diesem Grund wird in den ZERO-Szenarien der EP 2050+ vor 2035 der Wasserstoffverbrauch ausschliesslich inländisch hergestellt und von der Methodik des ökonomischen Herstellungspotenzials (wie oben beschrieben) abgewichen. Ferner

wird angenommen, dass die inländische Nachfrage bis 2035 aufgrund der fehlenden Importmöglichkeiten vollständig inländisch gedeckt wird. Es erfolgte bis 2035 daher keine Modellierung des resultierenden Volllaststunden der Elektrolyseure sondern es wurde von pauschalen Werten ausgegangen (siehe Tabelle 4).

Das ökonomische Herstellungspotenzial an strombasierten Kohlenwasserstoffen wie synthetischem Crude (Syncrude) oder Methan liegt aufgrund der geringeren Stromwirkungsgrade tiefer als beim Wasserstoff. Bei Syncrude handelt es sich um ein flüssiges Kohlenwasserstoffgemisch, aus dem sich Produkte wie Benzin oder Diesel veredeln lassen. Dies ist also ein Vorprodukt für die Herstellung flüssiger strombasierter Energieträger. Für alle strombasierten Kohlenwasserstoffe wird eine klimaneutrale Kohlenstoffquelle benötigt, die zuletzt über aus der Atmosphäre abgeschiedenem CO<sub>2</sub> sichergestellt werden müsste, wenn keine höher konzentrierten Kohlenstoffquellen vorhanden sind. In den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ wird inländisch ausschliesslich Wasserstoff hergestellt. Kohlenstoffhaltige strombasierte Energieträger wie PtL oder synthetisches Methan werden, sofern in den Szenarien nachgefragt, vollständig importiert.

---

## 3 Wasserstoffeinsatz

---

### 3.1 Gebäude

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, Wasserstoff im Gebäudebereich für die Wärmebereitstellung einzusetzen, entweder durch die direkte Verbrennung von Wasserstoff in Gasbrennern sowie durch den Einsatz von Brennstoffzellen, welche zusätzlich Strom erzeugen. Beide Anwendungen kommen derzeit im Gebäudebereich noch praktisch nicht zur Anwendung, mit Ausnahme einzelner Pilotanlagen. Im Folgenden werden die Einsatzmöglichkeiten weitergehend beschrieben und es wird dargelegt, warum in den Energieperspektiven 2050+ kein Wasserstoffeinsatz im Gebäudebereich stattfindet.

#### 3.1.1 Wärmeanwendungen Gebäude

In Abhängigkeit der Wasserstoffbereitstellung über Misch- oder Wasserstoffnetze in den Haushalten und Dienstleistungsgebäuden ist der Einsatz unterschiedlicher Heizsysteme möglich, bzw. notwendig. Bei einer Mischquote von bis zu 10 Vol.-% (energetisch 3 %) ist davon auszugehen, dass herkömmliche Gasheizungen mit Brennwertechnik weiterhin zum Einsatz kommen können. Entsprechende Technologien sind bekannt und im Gebäudesektor vergleichsweise kostengünstig (mit Bezug auf die Heiztechnologie) zu realisieren.

Bei höheren Beimischquoten bzw. reinen Wasserstoffnetzen sind darüber hinaus gewisse technische Anpassungen im Anwendungsbereich notwendig. Werden weiterhin Brennwerte-Heizanlagen eingesetzt, müssen diese den H<sub>2</sub>-Anforderungen angepasst werden, z. B. im Bereich der Gasventile und Lufteinströmungen, da der Wasserstoff mit höherem Druck und Austrittsgeschwindigkeit aus der Leitung strömt (Schiro 2020). Erste reine Wasserstoff-Brenner sind vereinzelt im Einsatz und können ohne grossen technischen Aufwand realisiert und relativ einfach installiert werden.<sup>12</sup>

Alternativ können Brennstoffzellen eingesetzt werden, welche den reinen Wasserstoff in Strom und Wärme umsetzen. Für einen kosteneffizienten Einsatz der Brennstoffzelle ist dabei ein gleichmässiger Betrieb wichtig, da nur dann Strom erzeugt wird, wenn gleichzeitig die Wärme abgenommen werden kann und der Stromanteil auf der Ertragsseite relevant ist. Im Gebäudebereich wären daher Anwendungen mit hohem Wärmebedarf vorzuziehen, bzw. die Brennstoffzelle als bivalente Heizlösung auszulegen. Entsprechende Systeme werden am Markt angeboten, auf Grund der hohen Investitionskosten (s. dazu auch Abschnitt 3.1.3, Kostenrechnung), sind die Stückzahlen derzeit gering. Darüber hinaus wird auf Grund des heutigen Gasangebots ein integrierter Reformer benötigt, welcher das Erdgas in Wasserstoff umsetzt, mit den entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen.

<sup>12</sup> Vorstellung des ersten reinen H<sub>2</sub>-Boilers in den Niederlanden BDR (2022)

### 3.1.2 Gesamtenergieeffizienz

Bei den laufenden Diskussionen zum Ersatz der fossilen Beheizung von Gebäuden wird die Pfadabhängigkeit der verschiedenen Kombinationen Energieträger und Heizsystem immer wieder thematisiert. Aus Systemsicht ist heute im Gebäudesektor die Erzeugung von Nutzwärme wesentlich, da fossile Heizsysteme ersetzt werden müssen. Im Vordergrund der Betrachtung stehen hier daher die Direktanwendung von Elektrizität zusammen mit Wärmepumpen einerseits und andererseits, über das Erdgasnetz angeschlossene Heizsysteme wie Gasbrenner oder Brennstoffzellen. Im Folgenden werden zuerst die technologischen Aspekte der jeweiligen Pfade kurz aufgezeigt und im folgenden Kapitel dann die Kostenseite betrachtet. Bei beiden Systemen bestehen derzeit Unsicherheiten bezgl. möglicher Effizienz- und Kostenentwicklungen in der Zukunft, welche als techno-ökonomische Randbedingungen in den Systemanalysen der EP 2050+ berücksichtigt werden müssen. Auf der technischen Seite gilt das Augenmerk der Umwandlungseffizienz zwischen Primärenergieträger und Nutzenergie im Gebäude sowie der Transportier- und Speicherbarkeit der Energieträger.

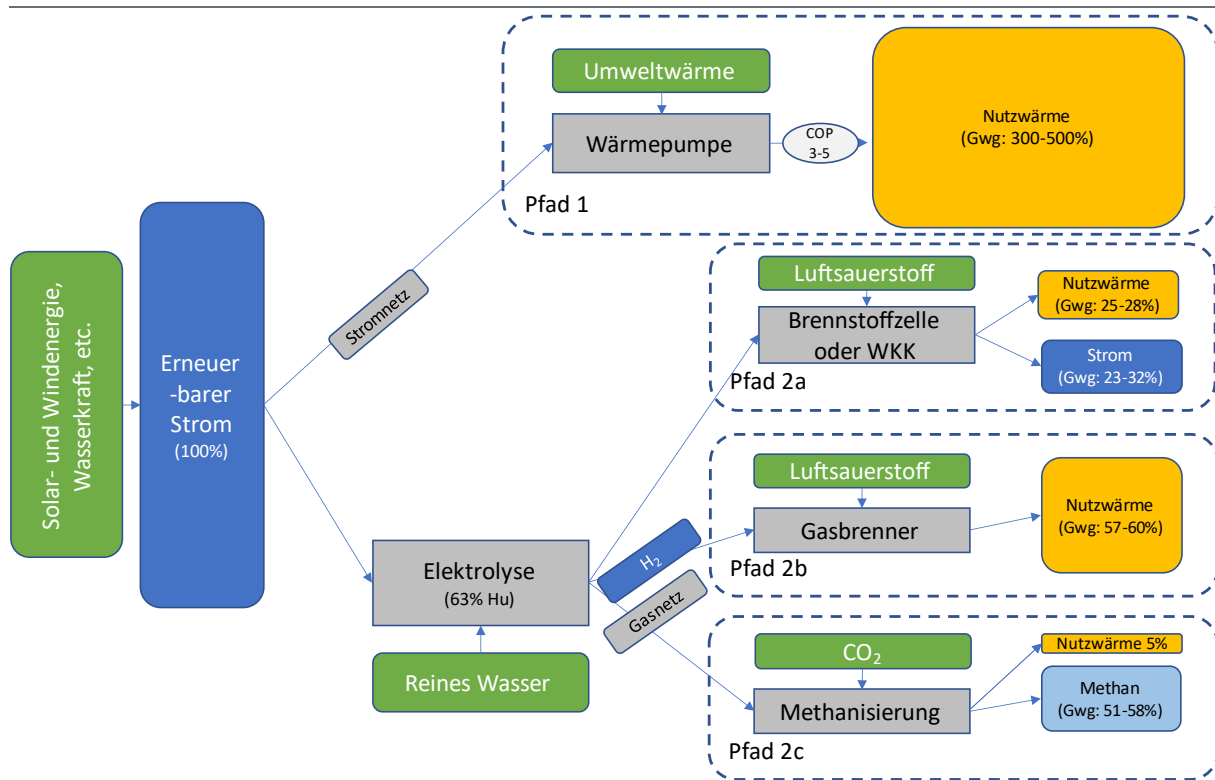
#### **Pfad 1: Nutzung des erneuerbaren Stroms in Wärmepumpen**

Bei der direkten Umsetzung von Strom in Wärme über eine Wärmepumpe ist die Menge an zur Verfügung stehenden Nutzenergie am höchsten (siehe Pfad 1, Abbildung 9). In Abhängigkeit der Ausgangstemperatur (Grundwasser, Luft oder Geothermie) und der notwendigen Vorlauftemperatur (zwischen rund 30 °C bei Fussbodenheizungen bis 65 °C bei Radiatoren) und der Aussentemperatur variiert die Bandbreite der erreichbaren Nutzwärme im Mittel zwischen 300 % bis über 500 % im Verhältnis zur eingesetzten Strommenge (Jahresnutzungsgrad (JNG), ohne Berücksichtigung möglicher Übertragungsverluste). Die detaillierten Annahmen zu den JNG sind im Kapitel 6.3 von Prognos, TEP, Infrac (2021) beschrieben.

Beim Pfad 1 ist eine saisonale Speicherung des Stroms nicht gegeben, womit die notwendigen Strommengen für die Gebäudewärme im Winter direkt zur Verfügung gestellt werden müssen. Die Speicherung der Wärme im 1- bis Mehrtagesgang ist jedoch möglich, je nach Grösse eines vorhandenen Warmwasser-Pufferspeichers in den Gebäuden.



Abbildung 9: Pfadabhängigkeiten der Umwandlung von Strom in Nutzwärme



Gwg = Gesamtwirkungsgrad im Verhältnis zur eingesetzten Strommenge

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

## Pfad 2: Nutzung des erneuerbaren Stroms in Wasserstoffanwendungen

Wird der erneuerbare Strom zuerst über eine Elektrolyse umgesetzt und als Wasserstoff für die Wärmeanwendungen zur Verfügung gestellt, sinkt die Systemeffizienz für die bereitgestellte Nutzwärme im Gebäude unter 100 % der eingesetzten Strommengen. Je nach Wasserstoff-Nutzungspfad (Pfad 2a via Brennstoffzelle oder Pfad 2b über Gasbrenner) variieren die Anteile der zur Verfügung stehenden Nutzwärme. Mit dem Verlust der Nutzwärme-Anteile im Vergleich zu Pfad 1, kann jedoch über den Pfad 2 die saisonale Speicherbarkeit des Sekundärenergieträgers Wasserstoff «erkauft» werden (BFE 2021), sowie im Fall von Pfad 2a zusätzlich wieder Strom erzeugt werden (Prognos, TEP, Infrac 2021a). Gemäss Pfad 2c kann der Wasserstoff unter Zugabe von CO<sub>2</sub> methanisiert und z.B. in das Gasnetz eingespeist werden. Die Methanisierung ist ein exothermer Prozess, die entstehende Abwärme kann ebenso genutzt werden.

In der techno-ökonomischen Betrachtung der EP 2050+ sind neben den technischen Aspekten auch die Kostenaspekte von Relevanz, welche im folgenden Abschnitt weiter beschrieben werden.

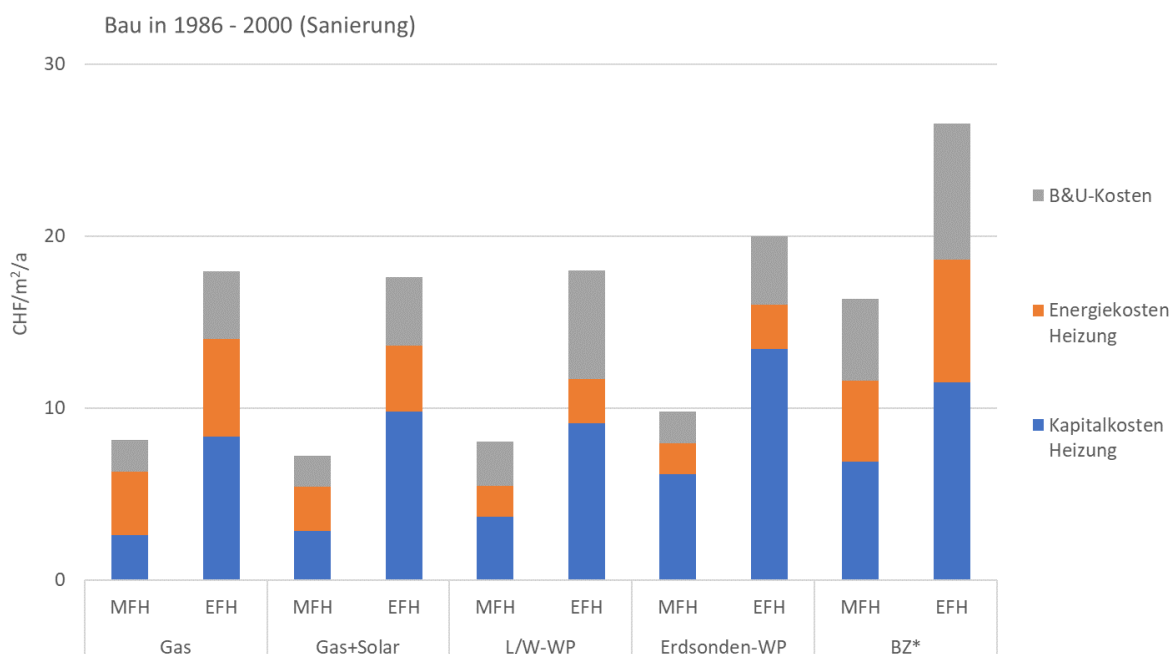
### 3.1.3 Exemplarische Kostenrechnung

Für die in Abschnitt 3.1.2 aufgeführten Technologiepfade wird im Folgenden eine Kostenübersicht dargestellt wobei zu berücksichtigen ist, dass Lerneffekte (Juninger 2020) bei der Kostenbetrachtung nur teilweise berücksichtigt wurden. Darüber hinaus sind die Unsicherheiten bei den Kostenannahmen der Brennstoffzelle (BZ) derzeit noch sehr viel höher als bei konventionellen Heizsystemen, da die installierte Stückzahl sehr gering ist und damit belastbare Referenzwerte fehlen.

Bei den Investitionskosten wird unterschieden zwischen den drei Fällen Neubauten, Heizungsersatz durch dasselbe System und Systemwechsel. Bei letzterem sind insbesondere auch Rückbau, Anpassungs- und Baunebenkosten zu berücksichtigen, die bei einem Wechsel von einem bestehenden Heizsystem zu einem neuen anfallen (s. auch Kap. 7.3.5, Technischer Bericht EP 2050+). Nebst den daraus sich ergebenden Kapitalkosten aus Abschreibung und Verzinsung sind auch die Kosten für den Energieträger sowie Kosten für Betrieb und Unterhalt pro Jahr zu berücksichtigen. Diese Kostenkomponenten sind für den Investitionsentscheid für ein neues Heizsystem im Gebäude ebenfalls relevant (s. Abbildung 10).

**Abbildung 10: Schematische Darstellung der Heizsystemkosten beim Wechsel von einem bestehenden Heizsystem**

Annuierte Kosten in CHF/m<sup>2</sup>/a



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Nebst den hohen Investitionskosten der Brennstoffzelle fallen die hohen Energieträgerkosten ebenfalls ins Gewicht und führen dazu, dass Brennstoffzellenheizungen derzeit nicht wirtschaftlich betrieben werden können und im EFH-Bereich mit Jahreskosten von über 25 CHF/m<sup>2</sup> EBF nicht wirtschaftlich sind. Die Rückvergütungen aus dem Stromverkauf können die Kostenrechnung für die Wärmebereitstellung verbessern, jedoch nicht in dem Umfang der notwendig ist, die

höheren Heizkosten z. B. im Vergleich zu Luft-Wasser-Wärmepumpen vollständig zu kompensieren. Im Vergleich zu Erdsondenwärmepumpen im Einfamilienhaus können die reinen Investitionskosten bei einer Brennstoffzelle je nach Angebot etwas tiefer als bei Erdwärmesonden liegen, da die hohen Bohrkosten für die Erdsonden hier negativ ins Gewicht fallen.

Auch im Mehrfamilienhausbereich liegen die derzeitigen Kosten für die Brennstoffzelle wesentlich über denjenigen anderer Heizsysteme, z. B. auch im Vergleich zu Erdsondenwärmepumpen. Hier helfen Skaleneffekte bei den Bohrungen der Erdsonden, die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Auf Grund der hohen Stromeffizienz dieser Wärmepumpenlösungen fallen die Energiekosten nur wenig ins Gewicht.

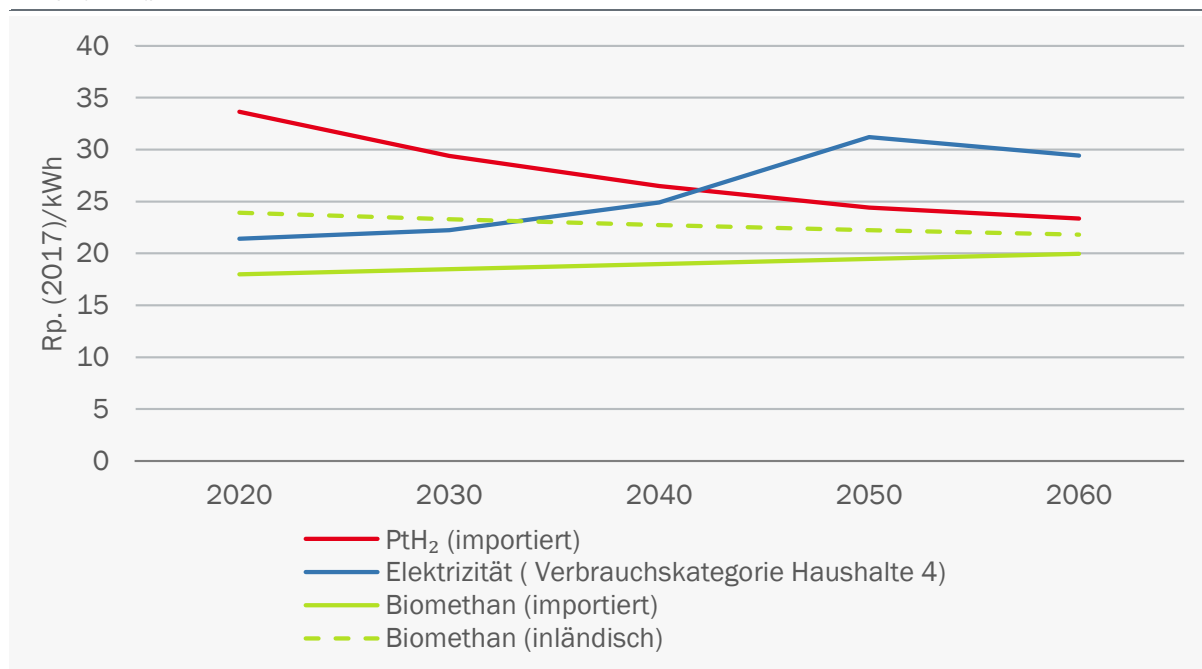
Ähnlich wie bei reinen Gasheizungen ist im Fall von reinen Wasserstoffbrennern (in Abbildung 10 nicht dargestellt)<sup>13</sup> das Verhältnis zwischen Wasserstoffpreis und Strompreis ausschlaggebend, ob sich Wasserstoffbrenner zukünftig im Markt behaupten können. Erst wenn der Wasserstoffpreis um einen Faktor 3 bis 4 günstiger ist je kWh Energieinput als Strom, sind ähnliche Gesamtkosten für Wasserstoffsysteme zu erwarten wie für heutige Luft-Wasser-Wärmepumpen. Auf Grund von Skaleneffekte ist der Einsatz im dezentralen EFH-Bereich zudem weniger sinnvoll, da die Netzkosten für den Aufbau bzw. Erhalt von Gas- oder Wasserstoffnetzen die Wirtschaftlichkeit verschlechtern.

Abbildung 11 zeigt die Annahmen der Energiepreise für die Gebäude. Wasserstoff bleibt bis ins Jahr 2040 der kostenintensivste Energieträger. Ab 2040 liegen die Preise von Wasserstoff geringer als Preise von Strom, jedoch wird auch danach kein Kostenvorteil um den Faktor 3 bis 4 erreicht, der für eine Kostenparität gegenüber elektrischen Wärmepumpen notwendig wäre. Auch gegenüber Biogas wird kein Kostenvorteil erzielt. Aus diesen Gründen wurde in den Szenarien der Energieperspektiven kein Wasserstoffeinsatz in den Gebäuden unterstellt. Es erfolgt auch keine Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz mit anschließender Nutzung in Gasbrennern.

<sup>13</sup> Für reine Wasserstoffbrenner liegen derzeit keine Kostenschätzungen vor. Auf Grund der technischen Voraussetzungen ist jedoch nur mit geringen Kostenunterschieden im Vergleich zu konventionellen Gasbrennern zu erwarten, die Energiekosten liegen bei reinem Wasserstoffeinsatz in den Energieperspektiven 2050+jedoch deutlich über denen von Gasbrennern.

**Abbildung 11: Endverbraucherpreise ausgewählter Energieträger für Gebäude**

in Rp. (2017)/kWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

## 3.2 Mobilität

Der heutige Transportsektor ist in hohem Masse auf fossile Brennstoffe angewiesen. Diese eignen sich ausgezeichnet als Energieträger für den Transportsektor, da sie eine hohe Energiedichte aufweisen – so lassen sich also grosse Energiemengen mit kleinem Gewichts- bzw. Volumenbedarf bei atmosphärischem Druck transportieren. Die kohlenstoffarmen chemischen Energieträger der Zukunft müssen denselben Anforderungen gerecht werden und zusätzlich mit maximalem Wirkungsgrad aus erneuerbarem Strom hergestellt sein.

Bei einer bestehenden Fahrzeugflotte auf Basis von Verbrennungsmotoren lässt sich theoretisch eine Reduktion der THG-Emissionen durch den Umstieg von fossilen Treibstoffen auf synthetische, mit erneuerbarem Strom hergestellte Treibstoffe erzielen. Das Problem an dieser Lösung ist der tiefe Wirkungsgrad, wenn synthetische Brennstoffe mithilfe von Strom produziert werden, nur um dann wieder in einem Verbrennungsmotor umgesetzt zu werden. Daher sind andere Fahrzeugantriebe und Energieträger gefragt, um den Anforderungen des Transportsektors gerecht zu werden und gleichzeitig minimale Kosten und maximale Effizienz zu gewährleisten.

### 3.2.1 Fahrzeugtechnologien im Transportsektor

**Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV)** sind technisch die einfachsten und effizientesten unter den Elektrofahrzeugen und schneiden deswegen in vielen Anwendungsbereichen auch am günstigsten ab. Es wird erwartet, dass BEVs sich spätestens bis 2050 in den meisten Strassenverkehrsanwendungen durchsetzen werden. Batterieelektrische Fahrzeuge speichern ihre zum Antrieb benötigte Energie in grossen Batterien, die sie mittragen. Batterien sind im Vergleich zu Tanks von Verbren-

nungsfahrzeugen relativ schwer und teuer. Was dazu führt, dass BEV weniger weit als herkömmliche Fahrzeuge fahren können, bevor sie eine Ladepause machen müssen, die länger als bei Betankung von Diesel bzw. Benzin ausfällt.

Allerdings verbessert sich die Energiedichte von Batterien laufend. Gleiches gilt auch für das Schnellladepotenzial dieser Batterien, sodass man davon ausgehen kann, dass die Mehrheit der Personen- und leichten Nutzfahrzeuge mit dieser Technologie elektrifiziert werden können. Für schwere Nutzfahrzeuge wie Stadtbusse und LKWs im Nahverkehr könnten Batterien ebenfalls eine Option darstellen, da sie entweder keine weiten Strecken fahren oder bestimmten Routen folgen, sodass Ladepausen eingeplant werden können. Bei schweren Fahrzeugen, die weite Strecken zurücklegen, wie beispielsweise Reisebusse oder LKWs im Fernverkehr, ist hingegen heute noch nicht eindeutig absehbar, ob Batteriefahrzeuge ohne Oberleitungen sich als alleinige Technologie durchsetzen werden oder ob hierfür Brennstoffzellenfahrzeuge notwendig sind.

**Brennstoffzellenfahrzeuge** (Fuel Cell Electric Vehicles, **FCEV**) sind Elektrofahrzeuge mit einer relativ kleinen Batterie (vergleichbar mit der Batterie eines Plug-in-Hybrids), die ihren Fahrstrom aus in Drucktanks gespeichertem Wasserstoff über eine Brennstoffzelle erzeugen. FCEV haben vergleichbare Reichweiten wie konventionelle Fahrzeuge (um 500 km). Wenn dereinst genügend Wasserstofftankstellen verfügbar sein werden, dürfte die «Reichweitenangst» mit FCEV darum kein Thema mehr sein. Das Betanken eines FCEV mit 5 kg Wasserstoff reicht bei PW für rund 500 km. Brennstoffzellenfahrzeuge sind in den meisten Anwendungen aufgrund der Brennstoffzellen und der Tanks, in der Anschaffung und aufgrund der zusätzlichen Energie- und Unterhaltskosten im Betrieb teurer und weniger energieeffizient als Batteriefahrzeuge. Sie stellen aber für Einsätze, bei denen die Energiekapazität der Batterien heute und auch in Zukunft nicht ausreichend für einen effizienten Betrieb eines BEV sein wird, eine mögliche Alternative zu BEV dar. Dies kann insbesondere bei schweren Fahrzeugen im Langstreckenverkehr der Fall sein.

**Plug-in-Hybridfahrzeuge (PHEV)** sind Elektrofahrzeuge, die über eine aufladbare Batterie verfügen, welche für den durchschnittlichen täglichen Gebrauch ausgelegt ist (also kleiner als bei BEVs). Weiterhin haben PHEVs einen Diesel- oder Benzinmotor, der zum Einsatz kommt, wenn die Batteriespeicherkapazität für die Fahrt nicht ausreicht. Wie auch FCEV leiden PHEV deshalb nicht an «Reichweitenangst», sind aber auch teurer und weniger effizient als BEV. Im Verbrennungsmodus sind PHEV auch nicht emissionsfrei und stossen Luftschadstoffe wie NO<sub>x</sub> aus. Sie können aber mit synthetischem Treibstoff aus erneuerbaren Quellen betankt werden, damit sie mindestens CO<sub>2</sub>-neutral fahren können. Eine gute Auslegung der Motoren und Batterien von PHEV ist für die Effizienz im normalen Gebrauch sehr wichtig. Aktuell sind diverse PHEV-Modelle auf dem Markt, deren Elektromotoren nicht über genügend Leistung verfügen, um das Fahrzeug rasch zu beschleunigen oder bei Tempi über 100 km/h zu betreiben. Bei solchen Modellen wird der Verbrennungsmotor sehr oft benötigt, was zu einem schlechten Gesamtwirkungsgrad führen kann. Ebenfalls wichtig für die Effizienz ist es, dass die Batterie eines PHEV regelmässig am Stromnetz geladen wird. Wird die Batterie über den Verbrennungsmotor geladen, sinkt der Wirkungsgrad unter den eines konventionellen Fahrzeuges und die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen darüber. Die folgenden Ausführungen beziehen sich explizit auf optimal ausgelegte und optimal betriebene PHEV, mit denen täglich eine Distanz von rund 50 km ganz ohne Zuschaltung des Verbrennungsmotors zurückgelegt werden kann.

Abbildung 12 gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile der verschiedenen potenziellen Energieträger für den Transportsektor. BEV schneiden in punkto Energieeffizienz, Kosten und lokale Luftverschmutzung hervorragend ab und sind für viele Anwendungen die optimale Antriebsmöglichkeit. Allerdings stossen sie je nach Fahrzeuggewicht und erforderlicher Reichweite auch

an ihre Grenzen, weshalb sie nicht uneingeschränkt für alle Anwendungen geeignet sind. Fahrzeuge mit Brennstoffzellen schneiden in Bezug auf Effizienz und Kosten zwar nicht so gut ab wie BEV, haben dafür aber kein Problem mit der Reichweite und weniger grosse Einschränkungen bezüglich des Gewichts. Wie BEV stossen sie keine Verbrennungsnebenprodukte aus (ausser Wasserdampf) und schneiden daher in Bezug auf lokale Luftverschmutzung gut ab. Der Nachteil von Brennstoffzellenfahrzeugen sind ihre hohen Anschaffungs- und Unterhaltskosten und die erforderliche neue Infrastruktur, die zurzeit in der Schweiz noch nicht vorhanden ist.

Mit synthetischen Brennstoffen angetriebene Plug-in Hybride sind eine weitere Option. Für tägliche Kurzstrecken und gelegentliche längere Strecken sind sie Brennstoffzellenfahrzeugen vermutlich überlegen, da sie für die täglichen Kurzstrecken weitgehend elektrisch betrieben werden können. Plug-in Hybride eignen sich hingegen nicht für Anwendungen, bei denen regelmässig lange Strecken zurückgelegt werden, da sie dann vorwiegend mit dem Verbrennungsmotor angetrieben würden, der über einen schlechten Wirkungsgrad verfügt und dazu noch Schadstoffe ausstösst.

### Abbildung 12: Vor- und Nachteile der Energieträger für den Verkehrssektor

Qualitative Darstellung auf Basis eigener Analysen.

Definition: Grün eindeutiger Vorteil, Gelb kein eindeutiger Vor- bzw. Nachteil auszumachen, Rot eindeutiger Nachteil

Energieträger/ Fahrzeugtyp	Strom	Wasserstoff	Benzin/ Diesel PHEV*	Benzin/ Diesel Konventionell
	BEV	FCEV		
Systemeffizienz	Grün	Gelb	Gelb	Rot
Fahrzeuggewicht	Rot	Gelb	Gelb	Grün
Fahrzeurreichweite**	Rot	Grün	Grün	Grün
Fahrzeugkosten	Grün	Gelb	Gelb	Grün
Luftschadstoffe	Grün	Grün	Gelb	Rot
Energieinfrastruktur	Gelb	Rot	Grün	Grün

\*) optimal ausgelegt und betrieben

\*\*) Bis zu Tagesdistanzen von 300-400 km ist die Reichweite von BEV kein Problem. Auch längere Tagesdistanzen sind problemlos machbar, allerdings kann die totale Reisezeit (inkl. Tank- bzw. Ladezeiten) im Vergleich zu einem konventionellen Fahrzeug um bis zu 15 % höher liegen.

| eigene Darstellung

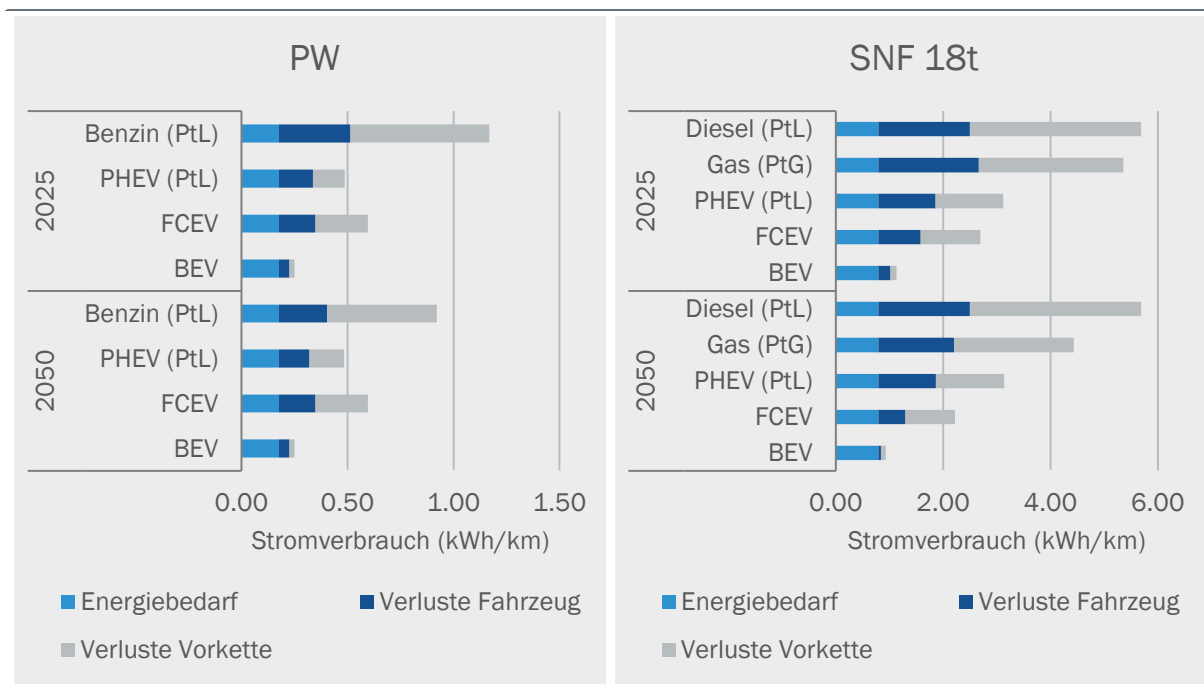
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Abbildung 13 zeigt einen ausführlicheren Vergleich der Energieketteneffizienz von Personenwagen und 18 t schweren Nutzfahrzeugen, unter der Annahme, dass sämtliche Treibstoffe aus erneuerbarer Energie abgeleitet werden. Die Grafik zeigt Fahrzeuge, die in naher Zukunft (2025) sowie im Jahr 2050 produziert werden. «Energiebedarf» entspricht der tatsächlichen vom Fahrzeug benötigten mechanischen Energie zur Fortbewegung. «Verluste Fahrzeug» bezeichnet die an-

triebsspezifischen Umwandlungsverluste im Fahrzeug, also der Teil der im Treibstoff gespeicherten Energie, der nicht in Bewegung umgesetzt werden kann, sondern als Abwärme verloren geht. Die Kombination dieser zwei Faktoren ergibt den «Tank-to-Wheel»-Energieverbrauch des Fahrzeugs. «Verluste Vorkette» zeigt die Energieverluste bei der Produktion der Treibstoffe (z. B. Wasserstoff oder Diesel) mithilfe von erneuerbarem Strom. Die Kombination aller drei Faktoren ergibt folglich den «Well-to-Wheel»-Energieverbrauch. Je geringer der Well-to-Wheel Energieverbrauch pro km ist, desto energieeffizienter ist das Fahrzeug. Hier wird deutlich, dass batterieelektrische Fahrzeuge das knappe Gut «erneuerbarer Strom» am effizientesten umsetzen. Bei Anwendungen, wo BEV weniger geeignet sind, können entweder PHEV oder FCEV als valable Alternativen eingesetzt werden. Ob FCEV oder PHEV die bessere Wahl sind, hängt stark von der Batteriegrösse innerhalb der PHEV sowie des Anteils an im Elektromodus bzw. Verbrennungsmodus gefahrenen Kilometer ab. Im besten Fall wird das Fahrzeug vorwiegend im Elektromodus betrieben und schneidet so ähnlich gut ab wie ein BEV. Im schlechtesten Fall fährt das Fahrzeug fast ausschliesslich im Verbrennungsmodus und würde ähnlich oder sogar schlechter abschneiden als ein konventionelles Fahrzeug. Im vorliegenden Beispiel liegt der Anteil an im Elektromodus gefahrenen Kilometern bei ungefähr 50 % für PW und bei 33 % für SNF 18t.

**Abbildung 13: Erneuerbarer Strombedarf pro Kilometer PW und 18 t SNF**

Darstellung des Strombedarfs bei ausschliesslichem Betrieb mit erneuerbarem Strom und optimaler Auslegung und Betriebsweise von PHEV



Energiebedarf: mechanischer Energiebedarf zum Antrieb des Fahrzeuges

Verlust Fahrzeug: Umwandlungsverluste vom Treibstoff bis zur mechanischen Antriebsenergie (geht als Abwärme verloren)

Verlust Vorkette: Umwandlungsverluste bei der Her- und Bereitstellung der Treibstoffe (geht als Abwärme verloren)

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

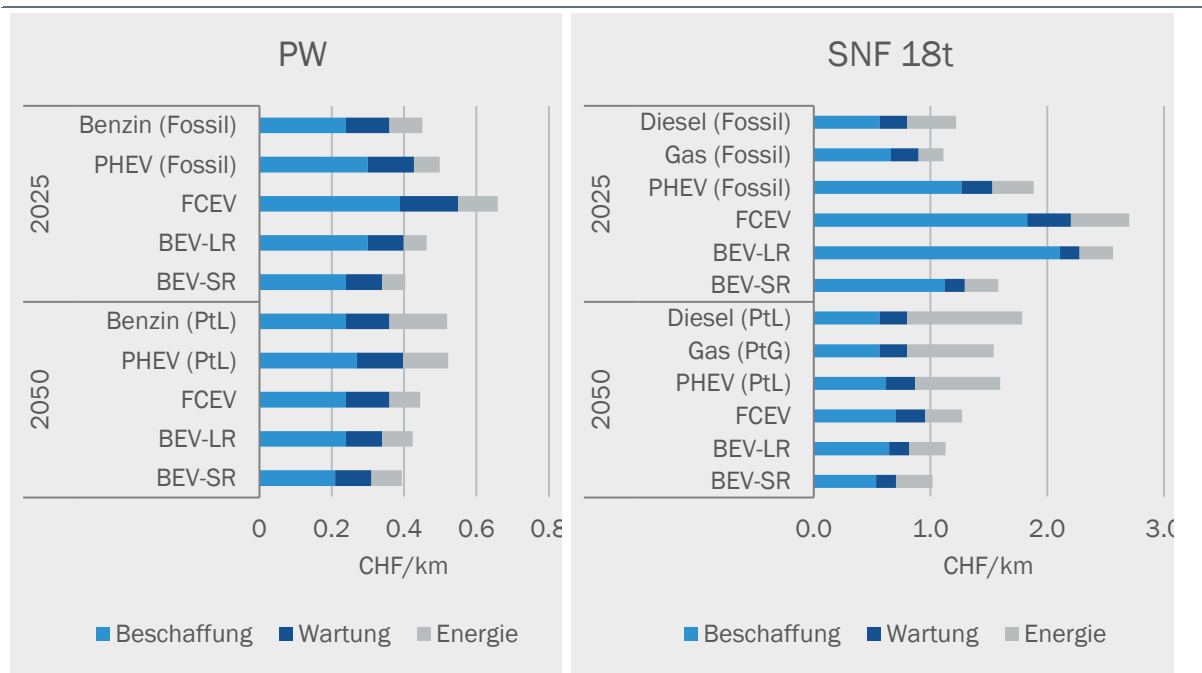
Abbildung 14 zeigt einen detaillierteren Kostenvergleich der verschiedenen Antriebe für PW und SNF 18 t für die Jahre 2025 und 2050. Die Treibstoffkosten im Jahr 2050 sind für synthetischen

Diesel bzw. synthetisches Benzin, während mit den Preisen für das Jahr 2025 noch fossile Treibstoffe gemeint sind. Diese Grafik zeigt lediglich die Kostenfaktoren, die bei den verschiedenen Antrieben variieren: Beschaffung, Energie und Wartung. Eigentumskosten, die bei allen Antriebstypen gleich sind, wie beispielsweise Versicherungskosten oder Autobahnvignetten, werden nicht berücksichtigt. Ebenso ist die LSWA für SNF nicht enthalten, obwohl Elektrofahrzeuge auch im Jahr 2025 davon befreit sein dürften, während Diesel SNF diese bezahlen müssen. Um aufzuzeigen, welchen Einfluss die Batteriegrösse auf die Kosten von BEV ausübt, werden zwei BEV-Versionen dargestellt: ein BEV mit einer kleineren Batterie, geeignet für kürzere Tagesstrecken (BEV-SR) und ein BEV mit einer grösseren Batterie, geeignet für längere Tagesstrecken (BEV-LR). Die detaillierten Annahmen, die der Berechnung zugrunde liegen, können dem Anhang entnommen werden.

Wie oben erwähnt, haben sich BEV als kostengünstigster Antriebstyp für die Zukunft profiliert und werden daher wohl einen Grossteil der zukünftigen Flotte in vielen Anwendungsbereichen ausmachen. Wo allerdings die beschränkte Reichweite von BEV ein Problem darstellt, sind FCEV im Vergleich zu den anderen kohlenstoffarmen Lösungen basierend auf «Power-to-Gas» oder «Power-to-Liquid» wahrscheinlich konkurrenzfähig, was den Preis anbelangt. Diese Ergebnisse sind jedoch stark abhängig vom Anteil elektrisch gefahrener Kilometer bei PHEV sowie von den Preisen für Wasserstoff und anderen strombasierten Treibstoffen.

**Abbildung 14: Kostenvergleich Personenwagen (PW) und 18 t schwere Nutzfahrzeuge (SNF)**

Darstellung des Total Cost of Ownership (TCO) bei ausschliesslichem Betrieb mit erneuerbarem Strom und optimaler Auslegung und Betriebsweise von PHEV



BEV-LR: Batteriefahrzeuge mit grosser Batterie (long range)  
 BEV-SR: Batteriefahrzeuge mit kleiner Batterie (short range)



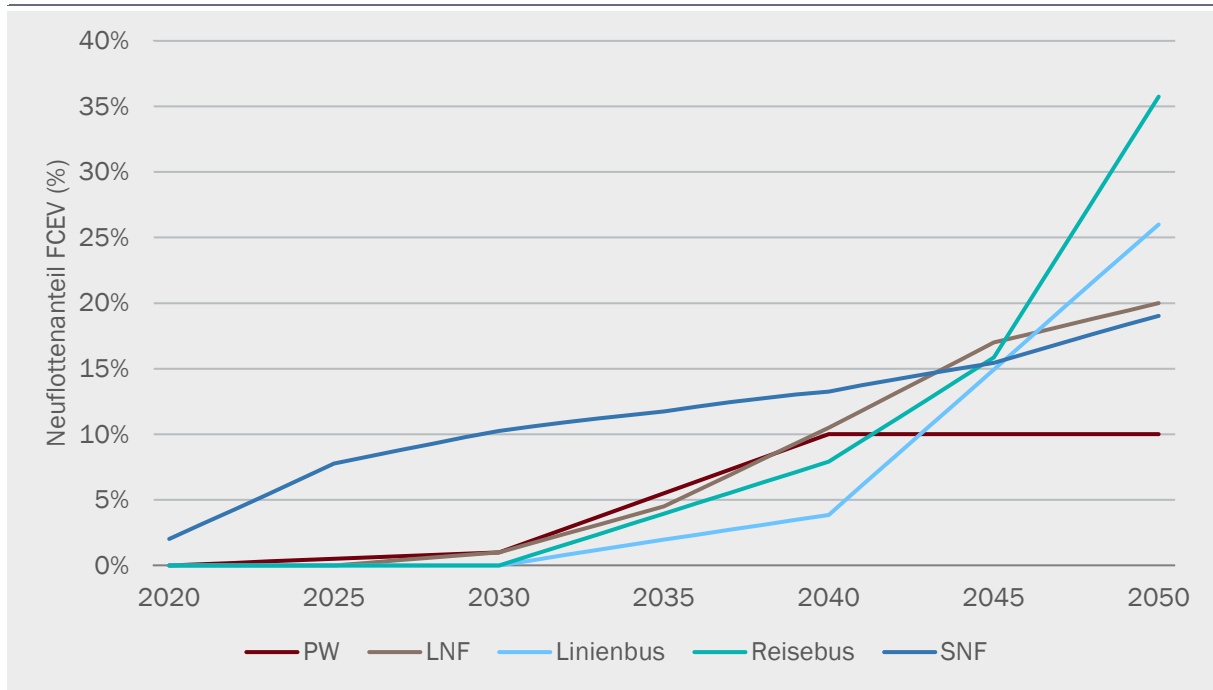
Für den Einsatz in den Energieperspektiven 2050+ wird daher davon ausgegangen, dass batterieelektrische Fahrzeuge die Flotte in den meisten Anwendungsbereichen dominieren werden, insbesondere in den Bereichen Personenwagen und leichte Nutzfahrzeuge. Bei schweren Nutzfahrzeugen und Nischenanwendungen von kleineren Fahrzeugen können sowohl Plug-in Hybride als auch Brennstoffzellenfahrzeuge die richtige Wahl sein – welche Technologie zum Einsatz kommt, hängt hier stark vom spezifischen Anwendungsfall ab. Aus diesem Grund wird in den Szenarien der Energieperspektiven davon ausgegangen, dass Wasserstoff im Verkehr einen gewissen Anteil erfährt. Die Anteile der verschiedenen Antriebstypen an der Transportfahrzeugflotte werden im folgenden Unterkapitel genauer erläutert.

### 3.2.2 Einsatz in den Energieperspektiven

Der Einsatz von Wasserstoff in Verkehr erfolgt durch den Verbrauch in Brennstoffzellenfahrzeugen. Abbildung 15 zeigt den Anteil an Brennstoffzellenantrieben bei den jährlichen Neuzulassungen im Szenario ZERO-Basis (Prognos, TEP, INFRAS 2021). Abbildung 16 zeigt den Anteil an Fahrzeugkilometern, die im Szenario ZERO-Basis innerhalb der jeweiligen Fahrzeugkategorie mit Brennstoffzellenantrieben zurückgelegt werden. Die beiden Kurven sehen relative ähnlich aus, es besteht aber eine Zeitverzögerung zwischen den beiden, da sich der neue Antriebstyp erst zeitlich verzögert innerhalb der Flotte etabliert und ältere Fahrzeuge in grösserem Umfang verdrängen kann. Bei den SNF ist die schnellste Übernahme der FCEV-Technologie festzustellen – dies dank der Initiative von Hyundai – was in einem Marktanteil von 8 % für FCEV SNF im Jahr 2025 resultiert. Bei allen anderen Fahrzeugkategorien wird eine Zunahme des Anteils an FCEV-Neuzulassungen ab dem Jahr 2030 erwartet. Längerfristig ist zu erwarten, dass Busse den höchsten Anteil an FCEV bei den Neuzulassungen aufweisen, gefolgt von leichten und schweren Lastenfahrzeugen. Bei der Personenfahrzeugflotte wird ein FCEV-Anteil von maximal 10 % der Neuzulassungen erwartet, da diese Kategorie vermutlich von BEV dominiert wird.

### Abbildung 15: Neufloottenanteil Brennstoffzellenfahrzeuge

Darstellung im Szenario ZERO Basis

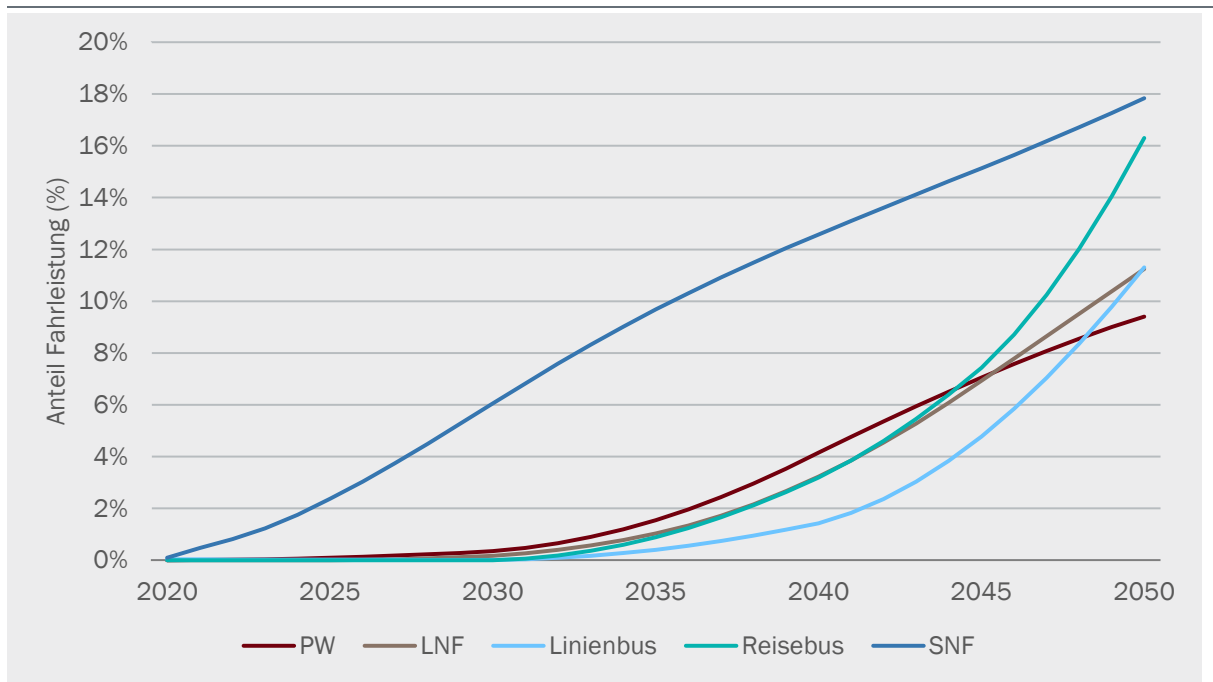


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

### Abbildung 16: Fahrleistungsanteil Brennstoffzellenfahrzeuge

Darstellung im Szenario ZERO Basis



Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Tabelle 5 vergleicht den Anteil der Brennstoffzellenfahrzeuge an der Neuflotte, während Tabelle 6 den Fahrleistungsanteil von Brennstoffzellenantrieben über die verschiedenen Szenarien im Jahr 2050 vergleicht. Szenario ZERO-B ist das Szenario, in dem Gas- und Brennstoffzellenfahrzeuge die höchste Penetrationsrate aufweisen und in welchem bei allen Fahrzeugkategorien ausser LNF der höchste Anteil an Brennstoffzellenfahrzeugen besteht. Bei den leichten Nutzfahrzeugen beträgt im Jahr 2050 der Anteil an Brennstoffzellenfahrzeugen lediglich 15 %, da davon ausgegangen wird, dass weitere 15 % der Neuzulassungen gasbetrieben und der Rest BEV sein werden. Vollständige Informationen zu allen Szenarien in Bezug auf Neufloottenanteile, Flottenanteile und Fahrleistung für alle Antriebstypen sind im Anhang von (Prognos, TEP, INFRAS 2021) zu finden.

**Tabelle 5: Neufloottenanteil Brennstoffzellenfahrzeuge im Jahr 2050: Szenarienvergleich**

<b>Fahrzeugkategorie</b>	<b>WWB</b>	<b>ZERO-Basis</b>	<b>ZERO-A</b>	<b>ZERO-B</b>	<b>ZERO-C</b>
PW	8%	10%	10%	15%	0%
LNF	8.5%	20%	20%	15%	0%
Linienbus	8%	15%	5%	33%	17%
Reisebus	4%	36%	10%	77%	26%
SNF	8%	19%	6%	30%	6%

Quelle: eigene Annahmen in den Energieperspektiven

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

**Tabelle 6: Fahrleistungsanteil Brennstoffzellenfahrzeuge im Jahr 2050: Szenarienvergleich**

<b>Fahrzeugkategorie</b>	<b>WWB</b>	<b>ZERO-Basis</b>	<b>ZERO-A</b>	<b>ZERO-B</b>	<b>ZERO-C</b>
PW	4%	9%	9%	13%	1%
LNF	4%	11%	11%	9%	0%
Linienbus	5%	11%	4%	20%	9%
Reisebus	3%	16%	7%	43%	14%
SNF	6%	18%	13%	20%	5%

Quelle: eigene Annahmen in den Energieperspektiven

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

### 3.3 Industrie

Aus heutiger Sicht ist die energetische Verwendung von strombasiertem Wasserstoff ( $\text{PtH}_2$ ) in industriellen Prozessen in der Schweiz wenig wahrscheinlich. Im Szenario ZERO Basis (und auch den ZERO-Varianten) wird zu keinem Zeitpunkt  $\text{PtH}_2$  in der Industrie eingesetzt. Es bleibt bei dem stofflich und wegen seiner chemischen Eigenschaften genutzten Wasserstoff, der heute überwiegend aus fossilen Energieträgern stammt (grauer Wasserstoff).

Der Wasserstoffverbrauch in der Schweiz von rund 13 kt (1.5 PJ) im Jahr 2018 verteilt sich zu 85 % auf die Raffinerie in Cressier als grössten Einzelverbraucher. Weitere Kleinverbraucher mit einem Verbrauch von jeweils maximal 5 % am Gesamtverbrauch sind die Uhrenindustrie (Qualitätshenglas), die Chemie- und Pharmaindustrie sowie die Kunststeinproduktion (BFE, 2018).

Der Wasserstoffbedarf der Raffinerie Cressier von 11 kt (1.3 PJ) wird gänzlich vor Ort aus Naphtha (Raffinierung) und Methan (Dampfreformierung) etwa im Verhältnis von 2:1 hergestellt. An drei weiteren Standorten in der Schweiz wird die Dampfreformierung mit Methan in geringem Umfang von zusammen rund 0.6 kt (0.1 PJ) betrieben. Der Acetylen-/Ethylen-Cracker in Visp synthetisiert zwischen 6 und 8 kt Wasserstoff (0.7 bis 1.0 PJ) pro Jahr aus flüssigen Mineralölfractionen (Flüssiggas, Leichtbenzin). Aufgrund der Schliessung der Düngemittelproduktion (Ammoniakproduktion) in Visp Anfang 2018 besteht derzeit deutliche Überkapazität in der Wasserstoffproduktion (BFE 2018).

Insgesamt wird der Grossteil von rund 90 % des Wasserstoffs aus fossilen Energieträgern gewonnen. Lediglich 10 % werden aus Elektrizität entweder durch Wasserelektrolyse oder Chlor-Alkali-Elektrolyse erzeugt (siehe Tabelle 7 7). Die Schweizer Wasserstoffproduzenten erwarten, dass der zukünftige dezentrale Wasserstoffbedarf durch mit erneuerbarem Strom gespeiste Elektrolyseure gedeckt werden kann (Kober 2019).

**Tabelle 7: Erzeugung und Verwendung von Wasserstoff in der Schweiz im Jahr 2018**

Wasserstoffmengen in kt

<b>Branche</b>	<b>Ort</b>	<b>Verfahren</b>	<b>Energieträger</b>	<b>Erzeugung</b>	<b>Verwendung</b>
Raffinerie	Cressier	Nebenprodukt	Naphtha	8.3	11
	Cressier	Dampfreformierung	Methan	3.8	
Chemie/Pharma	Visp	Cracker	Flüssiggas	6.3	.*
	Pratteln	Chlor-Alkali-Elektrolyse	Elektrizität	1.4	
	(mehrere)	Dampfreformierung	Methan	0.6	0.6
Kunststeinherstellung	Monthey	Wasserelektrolyse	Elektrizität	0.6	0.55
Uhrenindustrie	(mehrere)	-	-	-	0.7
Metallerzeugung	(mehrere)	-	-	-	0.05
Sonstige	(mehrere)	-	-	-	0.05
Import/Export	-	-	-	0.5	-
<b>Summe</b>				<b>21.5</b>	<b>13.0</b>

\* ab 2018 kein Bedarf mehr, weil die Ammoniakproduktion eingestellt wurde (zuvor rund 6–8 kt)

Quelle: BFE 2018

Die Entwicklung des Bedarfs an stofflichem Wasserstoff wurde im Szenario ZERO Basis nicht direkt modelliert. Anhand der jeweiligen Branchenentwicklung kann dieser jedoch abgeschätzt werden: Die einzige Raffinerie in der Schweiz in Cressier wird in den Energieperspektiven annahmegemäss nach 2043 geschlossen. Bis Ende der 2030er Jahre läuft die Produktion an Benzin, Diesel, Flüssiggas und Heizölen auf heutigem Niveau von ungefähr 120 PJ weiter. Der sinkende Bedarf an Erdölprodukten wird somit in immer grösserer Masse inländisch gedeckt, bevor 2044 keine inländische Rohölraffination stattfindet, weil dann die Nachfrage unterhalb von 80 % der Raffineringskapazität fällt und ein Weiterbetrieb unrentabel wäre. Damit fallen auch die zugehörige Erzeugung und Verwendung von Wasserstoff in Cressier weg. Bei der Chemie- und Pharmabranche zeigt sich keine wesentliche Tendenz des Produktionsindex über den gesamten Zeitraum von 2017 bis 2050. Dementsprechend ist zu erwarten, dass auch Erzeugung und Verwendung stofflichen Wasserstoffs weitgehend auf heutigem Niveau stagniert. Gleiches muss auch für die Branchen Kunststeinherstellung und Uhrenindustrie angenommen werden, denn diese Branchen können modellseitig nicht aufgelöst werden. Somit werden 2050 in der Schweiz insgesamt ca. 9 kt (1.1 PJ) Wasserstoff erzeugt und lediglich ca. 2 kt (0.2 PJ) stofflich verwendet. Diese Einsatzmenge als auch Überproduktion sind unbedeutend verglichen mit der energetischen Wasserstoff-Nachfrage 2050 im Szenario ZERO Basis von insgesamt rund 130 kt (15 PJ), welche einzig in den Strassen- und Off-Road-Verkehren nachgefragt werden.

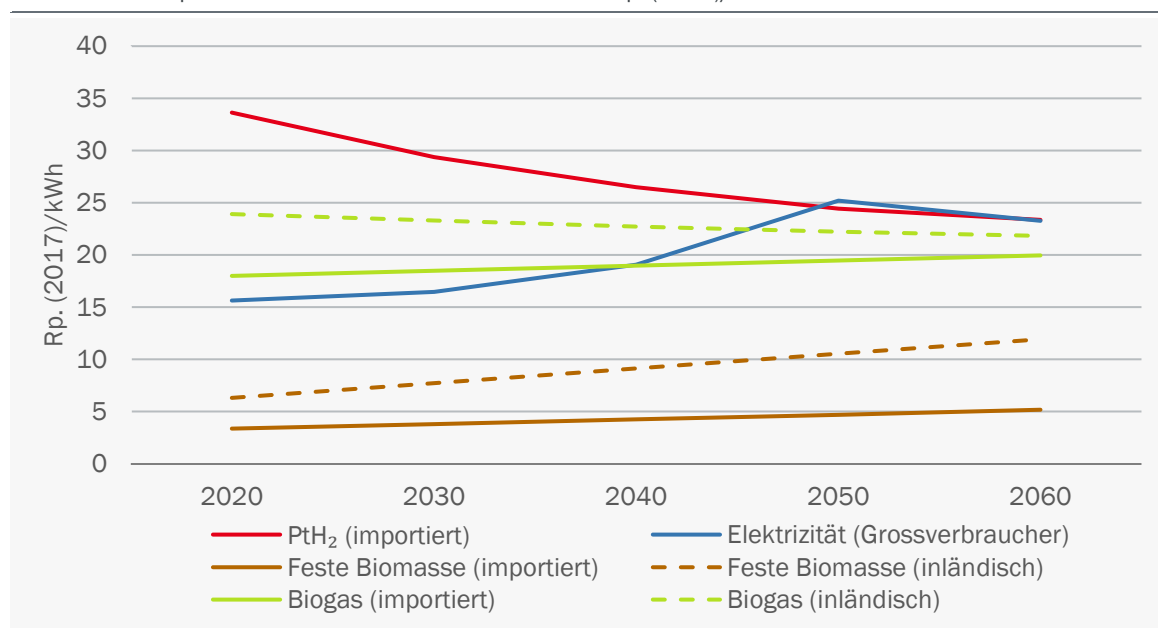
Der szenarisch wichtigste Grund, im Szenario ZERO Basis und dessen Varianten keinen energetisch genutzten Wasserstoff im Industriesektor einzusetzen, sind die Energieträgerpreise. Diese sind für (importierten) grünen Wasserstoff (PtH<sub>2</sub>) zu jeder Zeit mindestens 20 % höher als für die importierten substitutionsrelevanten Energieträger Biogas (bzw. Biomethan) und feste Biomasse

(im wesentlichen Holz) (s. Abbildung 17). Lediglich mit den Elektrizitätspreisen wird eine Parität ab 2050 erreicht. Zu den Betriebskosten würden im Falle einer Umstellung auf Wasserstoffnutzung auch höhere Investitionskosten anfallen, als dies bei einer Nutzung von Biogas (bestehendes Netz, keine Umstellung des Brenners/Ofens nötig), Holz (kein Netzanschluss benötigt, Umstellung des Brenners/Ofens nötig,) sowie Elektrizität (bestehendes Netz, Umstellung des Brenners/Ofens nötig) der Fall wäre. Aus diesem Grund ist ein Ausschöpfen der Biomassepotenziale in der industriellen Feuerung aus ökonomischer Sicht angezeigt.

Weiterhin sind Wasserstoffbrenner für industrielle Wärmeanwendungen nach heutigem Stand immer noch ein Nischenmarkt, denn auch sogenannte «H<sub>2</sub>-ready»-Brenner sind selten für einen Betrieb ausschliesslich mit Wasserstoff, sondern mit einer Wasserstoff-Methan-Mischung (meist 20:80 Volumenprozent) ausgelegt. Auch dies spricht gegen einen zügigen Hochlauf dieser Technologie.

**Abbildung 17: Preise ausgewählter Energieträger für die Industrie**

Endverbraucherpreise für industrielle Grossverbraucher in Rp. (2017)/kWh



Quelle: Prognos

### 3.4 Strom- und Fernwärmesektor

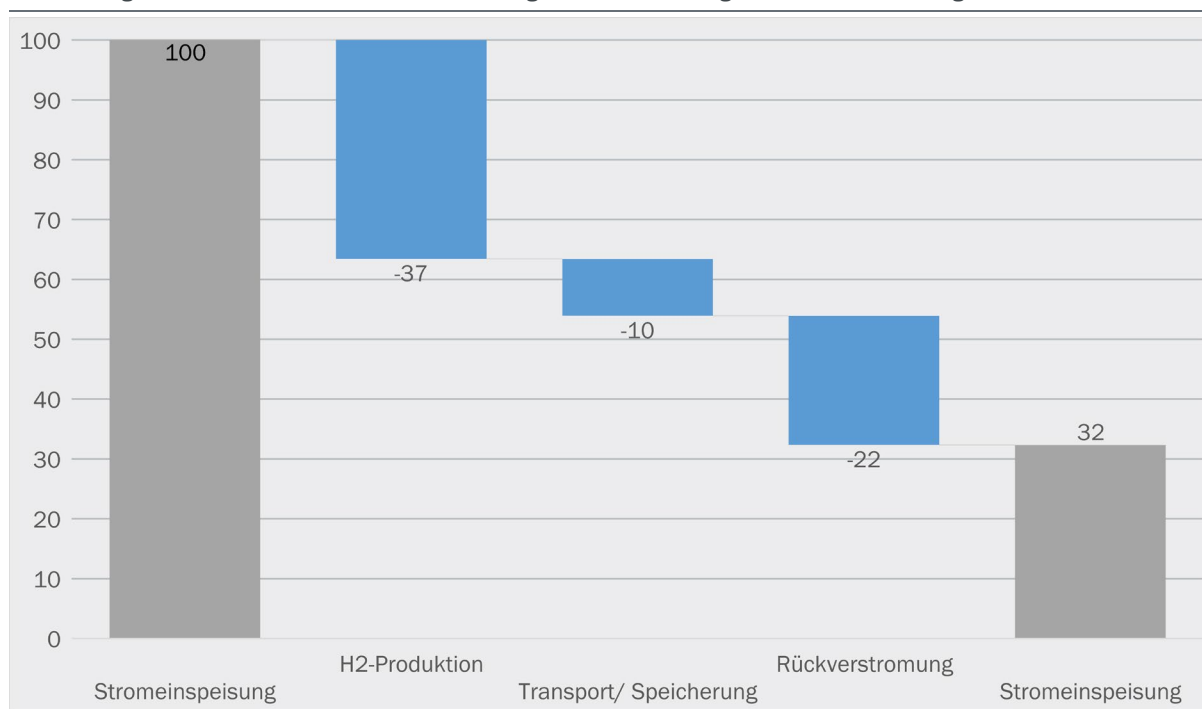
Klimaneutral erzeugter Wasserstoff kann prinzipiell im Strom- und Fernwärmesektor eingesetzt werden, jedoch sind die verschiedenen Vor- und Nachteile aus Sicht des Gesamtsystems beim Einsatz zu beachten. Diese werden im Folgenden diskutiert und quantitativ untermauert. Die Abwärmenutzung von Elektrolyseuren wird dabei nicht berücksichtigt. Der Grund hierfür liegt vor allem darin, dass die Schweizer Wasserstoffproduktion in den Energieperspektiven 2050+ vorwiegend in den Sommermonaten stattfindet (siehe Kapitel 4.2) wenn die Fernwärmenachfrage niedrig ausfällt.

### 3.4.1 Effizienz

Wie Abbildung 18 zeigt, ist die Herstellung und der Einsatz von Wasserstoff zur Stromproduktion über die gesamte Herstellungskette mit erheblichen Effizienzverlusten verbunden. Die grössten Verluste entstehen bei der Wasserstoffproduktion sowie der Rückverstromung. Dies liegt an den Wirkungsgraden der Elektrolyse und dem Stromwirkungsgrad von Gasturbinen. Die Wirkungsgrade sind in der Darstellung auf den Heizwert von Wasserstoff bezogen und liegen daher um rund 18% niedriger als die brennwertbezogenen Angaben in der Darstellung der Tabelle 44.

**Abbildung 18: Effizienzketten Wasserstoffrückverstromung**

Darstellung der Verluste bei Wasserstoffherstellung und zeitlich verzögerter Rückverstromung, ZERO Basis in 2050



Darstellung der heizwertbezogenen Wirkungsgrade, diese liegen um rund 18 % niedriger als die brennwertbezogenen.

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

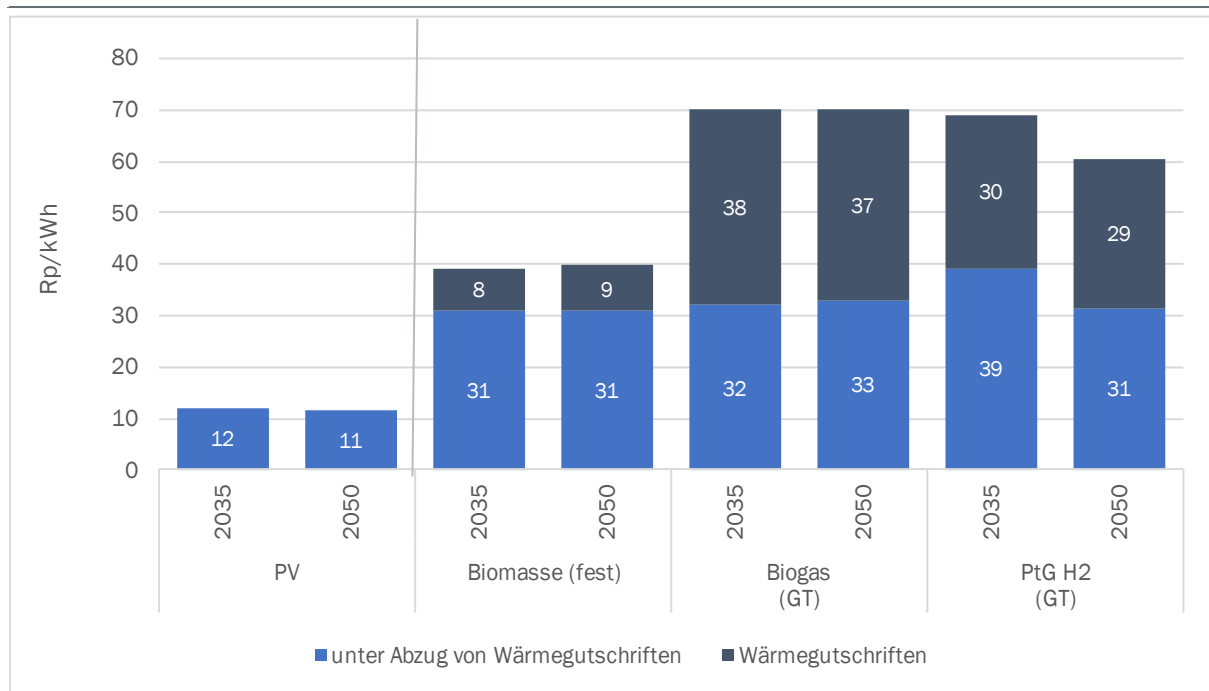
Der Einsatz von Wasserstoff in der Strom- und Fernwärmeerzeugung kann sowohl in gekoppelten als auch in ungekoppelten Anlagen erfolgen. Generell weist der Einsatz in gekoppelten Systemen einen höheren Gesamtwirkungsgrad auf. Der höhere Gesamtwirkungsgrad von gekoppelten Erzeugungssystemen führt daher zwar zu einer kosteneffizienten Einsatz gegenüber ungekoppelten Systemen mit Wasserstoffeinsatz, jedoch nicht gegenüber weiteren Technologien wie z. B. der PV-Erzeugung (für eine ausführliche Diskussion hierzu siehe Prognos, TEP, INFRAS 2021a). Der Gesamtwirkungsgrad (also bezogen auf Wärme und Strom) liegt bei gekoppelten Anlagen mit rund 81 % deutlich höher als bei ungekoppelter Strom und Wärmeerzeugung 59 % (Prognos, TEP, INFRAS 2021a).

### 3.4.2 Kosten

Hinsichtlich der Kosten zeigt sich, dass der Einsatz von Wasserstoff deutlich kostenintensiver ist als andere Technologien. Abbildung 19 zeigt einen Vergleich über die Stromgestehungskosten von Wasserstoff Gasturbinen zu weiteren Stromerzeugungstechnologien. Das Wasserstoff eine vergleichsweise teure Technologie darstellt, gilt auch wenn man wie in Abbildung 19 angenommen, vergleichsweise hohe Erlöse auf der Wärmeseite annimmt. Für eine ausführliche Diskussion der Stromgestehungskosten gekoppelter Wärmekraftanlagen siehe Prognos

**Abbildung 19: Stromgestehungskosten von grossen WKK-Neuanlagen (>1 MW<sub>el</sub>)**

Vergleich mit den Gestehungskosten von PV-Anlagen, WKK-Gestehungskosten unter Abzug von Wärmegutschriften, Referenzanlage ungekoppeltes System, Szenario ZERO Basis



Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

### 3.4.3 Speicher und Backupfunktion

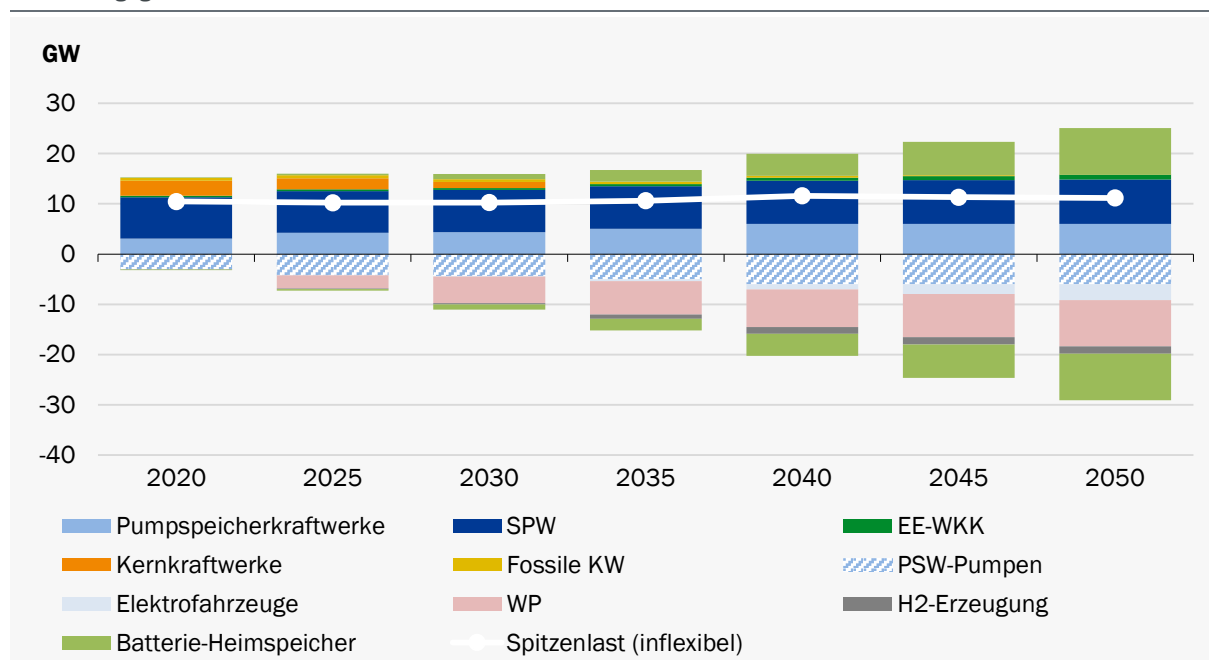
Die Vorteile des Einsatzes von Wasserstoff liegen vor allen Dingen in der bedarfsgerechten und gleichzeitig klimaneutralen Erzeugung von Strom bzw. Fernwärme. Gerade im Stromsystem kann Wasserstoff insbesondere dann eingesetzt werden, wenn zu wenig erneuerbare Energien vorhanden sind, um die Nachfrage zu decken. In diesem Fall dienen Wasserstoffkraftwerke als Backupkraftwerke zur Stabilisierung des Stromsystems, die dann einspringen, wenn fluktuierende erneuerbare Energien wie PV aber auch Wind nicht in ausreichendem Masse zur Verfügung stehen.



Wie Abbildung 20 zeigt, sind in der Schweiz jedoch bereits heute aber auch in Zukunft mehr als ausreichend Flexibilitätsoptionen zur Stabilisierung des Stromsystems vorhanden. Diese Optionen können bei Bedarf ebenfalls Leistung bereitstellen oder ihre Last verringern und so zur Stabilität des Stromsystems beitragen. Neben den dargestellten Flexibilitäten besteht für die Schweiz mit der zentralen Lage mitten in Europa zusätzlich die Möglichkeit des Stromaustauschs mit dem Ausland. Für eine ausführliche Diskussion wie auch auf stündlicher Ebene die Deckung der Stromnachfrage im Winter sichergestellt werden kann siehe Prognos, TEP, INFRAS 2021c.

### Abbildung 20: Flexibilität Stromerzeugung und Stromverbrauch

Entwicklung der flexiblen Leistung in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch, Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GW



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

## 4 Zusammenfassung von Wasserstoff in den Energieperspektiven 2050+

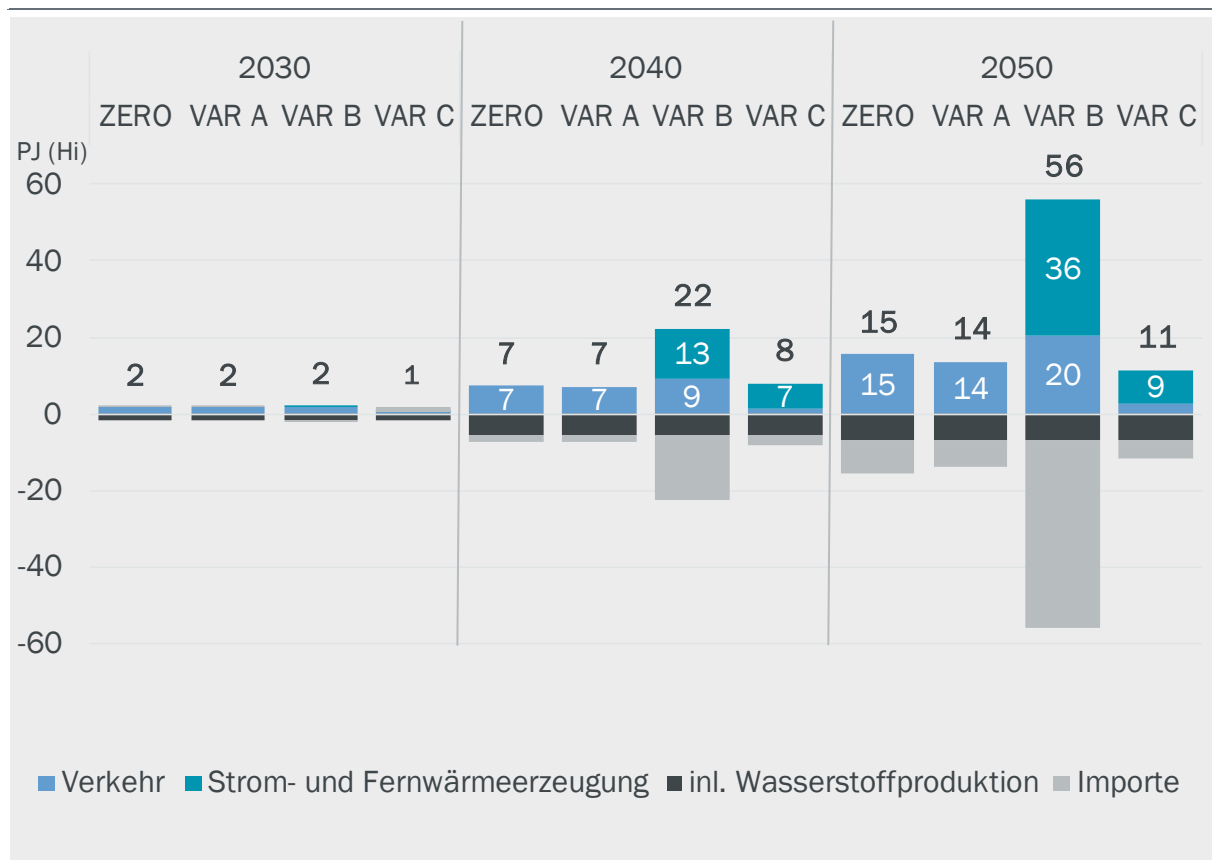
### 4.1 Einsatz strombasierter Energieträger

#### Einsatzmengen

Abbildung 21 zeigt eine Übersicht über die Einsatzmengen von Wasserstoff in den Energieperspektiven. Wasserstoff kommt in allen ZERO Szenarienvarianten der Energieperspektiven zum Einsatz. Im Szenario ZERO Basis und der Variante ZERO A erfolgt der Einsatz ausschliesslich im Verkehr. Variante ZERO B weist den höchsten Wasserstoffeinsatz auf. Hier wird Wasserstoff auch in der Strom- und Fernwärmeproduktion genutzt, allerdings nicht direkt in Wärmeanwendungen in den Gebäuden oder der Industrie. Die Importe fallen in dieser Strategievariante am höchsten aus. In der Variante ZERO C liegen die Importe hingegen am niedrigsten, da hier nur geringe Mengen an Wasserstoff eingesetzt werden. In dieser Variante erfolgt ein stärkerer Einsatz von flüssigen Energieträgern.

**Abbildung 21: Einsatz von Wasserstoff**

Darstellung für die Netto Null Szenarien der Energieperspektiven 2050+



eigene Darstellung

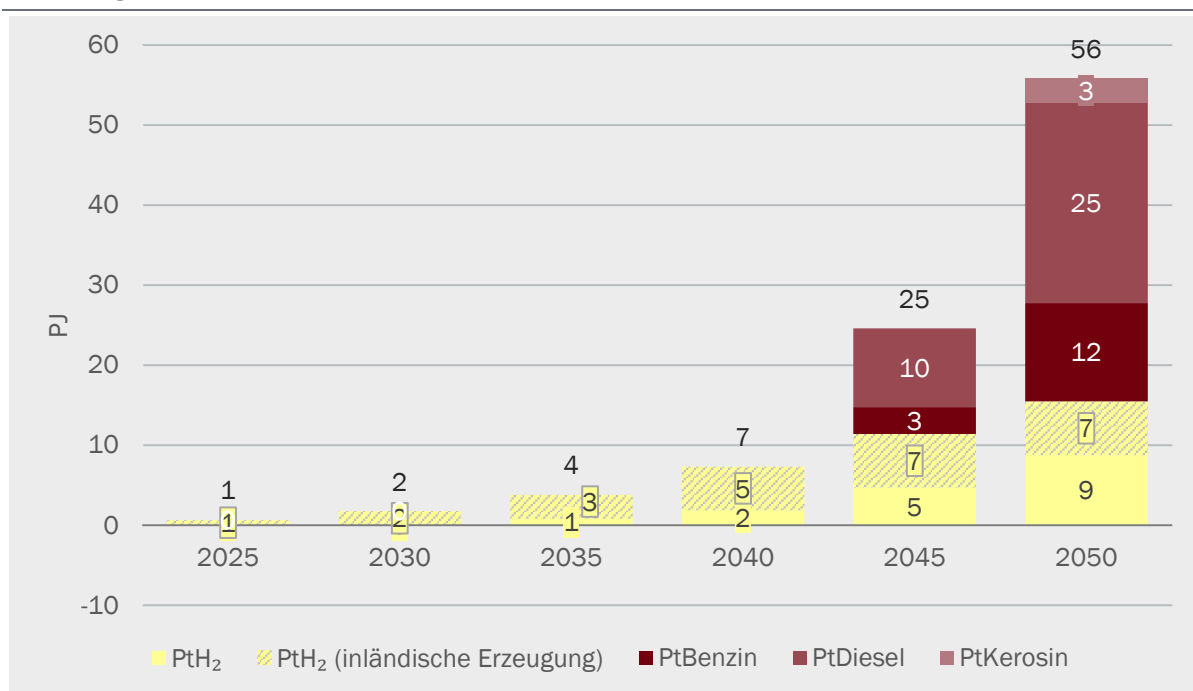
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

Abbildung 22 zeigt neben dem Einsatz von Wasserstoff auch den Einsatz weiterer strombasierter Treibstoffe in der ZERO Basis Variante. Bis 2040 erfolgt der Einsatz an strombasierten Energieträgern ausschliesslich in Form von Wasserstoff. In den Jahren danach erfolgt dann auch ein Einsatz von strombasierten Treibstoffen (PtL) im Verkehrssektor. Inländisch wird jedoch ausschliesslich Wasserstoff hergestellt. Der Bedarf an PtL wird aufgrund der guten Transportmöglichkeiten flüssiger Kohlenwasserstoffe und international vielversprechenden erneuerbarer Energiestandorten, vollständig importiert.

Bis 2035 erfolgt die Deckung der Wasserstoffnachfrage im Szenario ZERO Basis vollständig durch inländische Produktion. Ab 2035 wird Wasserstoff in Zeiten produziert in denen der Strompreis unter 4 Rp./kWh fällt. In den Jahren ab 2035 wird zunehmend Wasserstoff importiert. Im Jahr 2050 wird dann noch knapp die Hälfte (44%) der Nachfrage nach Wasserstoff im Szenario ZERO Basis durch inländische Produktion gedeckt. Die weiteren strombasierten Energieträger werden vollständig importiert. Im Szenario ZERO B steigt die Nachfrage nach Wasserstoff ab Mitte der 2030er Jahre im Vergleich zu ZERO Basis deutlich an (vgl. Abbildung 21). Da die Produktion von Wasserstoff auf gleichem Niveau wie in ZERO Basis stattfindet, sind im Vergleich höhere Importe an Wasserstoff von 49 PJ notwendig. Der Anteil der inländischen Produktion an der Nachfrage liegt mit rund 13 % im Szenario B entsprechend tiefer als in der Variante ZERO Basis.

**Abbildung 22: Verbrauch\* strombasierter Energieträger und inländische Erzeugung**

Darstellung im Szenario ZERO Basis



\*Dargestellte Werte ohne internationalen Flugverkehr

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

## **Begründung für den Wasserstoffeinsatz**

Bei erneuerbarem Wasserstoff handelt es sich aus systemischer Sicht aufgrund der entstehenden Umwandlungsverluste um einen vergleichsweise teuren Energieträger. In den meisten Anwendungsfällen bestehen zum Wasserstoffeinsatz zudem direktelektrische Alternativen, die erhebliche Effizienzvorteile beim Energieeinsatz aufweisen. Hiermit sind in der Regel auch Kostenvorteile verbunden. Vor allen Dingen aufgrund dieser Kosten- und Effizienzvorteile wird Wasserstoff in den Szenarien der Energieperspektiven vorwiegend im Verkehrssektor eingesetzt. Der Wasserstoffeinsatz weist in bestimmten Verkehrsanwendungen Vorteile für den Nutzer auf, u.a. wie eine erhöhte Reichweite gegenüber batterieelektrischen Anwendungen. Für eine ausgiebige Diskussion der Vor- und Nachteile des Wasserstoffeinsatzes in den jeweiligen Energiesektoren siehe Kapitel 3.

Neben Kosten- und Energieeffizienzaspekten spielen für das Energiegesamtsystem auch Versorgungssicherheitsaspekte eine wichtige Rolle. Wasserstoff kann in der Stromproduktion zum Einsatz kommen, wie in der Variante ZERO B angenommen. Allerdings ist dies mit erhöhten Kosten verbunden. Zudem lässt sich durch den Betrieb von Wasserstoffkraftwerken nicht automatisch die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren, da Wasserstoff nicht in grösseren Mengen in der Schweiz gespeichert werden kann. Die Schweiz muss daher bei erhöhten Wasserstoffverbräuchen den Wasserstoff leitungsgebunden importieren und ist damit auf Lieferungen aus dem Ausland angewiesen. Als Alternative zur inländischen Wasserstoffverstromung besteht, wie im ZERO Basis angenommen, die Möglichkeit Strom direkt aus dem Ausland zu importieren. Diese Option ist kostengünstiger, auch da keine zusätzlichen Kraftwerke im Inland errichtet werden müssen. Bei einer zusätzlichen inländischen Wasserstoffverstromung besteht aber zumindest der Vorteil, dass Energieträgerimporte differenziert werden und daher weniger Strom dafür mehr Wasserstoff importiert werden müssen.

## **4.2 Produktion und Importe von Wasserstoff**

Die Produktion von strombasiertem Wasserstoff erfolgt in den Perspektiven hauptsächlich in den Sommermonaten, angereizt durch Preissignale des Strommarktes. In Analogie zur Potenzialabschätzung in Kapitel 2.3 wurde in den EP 2050+ angenommen, dass Elektrolyseure an grossen Laufwasserkraftwerken errichtet werden.

Sofern die Stromgrosshandelspreise unter 4 Rp./kWh fallen, speisen Laufwasserkraftwerke ihren Strom nicht ins Netz ein, sondern beliefern die Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung. Die Stromgrosshandelspreise wurden stündlich auf Basis des europäischen Prognos Strompreismodells modelliert. Der Strombezugswert zu 4 Rp /kWh wurde gewählt, da davon ausgegangen wird, dass dies die Grössenordnung der Stromgestehungskosten von grossen Laufwasserkraftwerken darstellt. Hieraus ergibt sich ein ökonomisches Herstellungspotenzial an strombasierten Energieträgern, welches in Abbildung 8 dargestellt ist. Es wird davon ausgegangen, dass in der Schweiz nach 2035 ein Markt für Wasserstoff entsteht und auch zunehmend Importe möglich sind. Aus diesem Grund wird vor 2035 der Wasserstoffverbrauch ausschliesslich inländisch hergestellt und von der Methodik des ökonomischen Herstellungspotenzials (wie oben beschrieben) abgewichen wird.

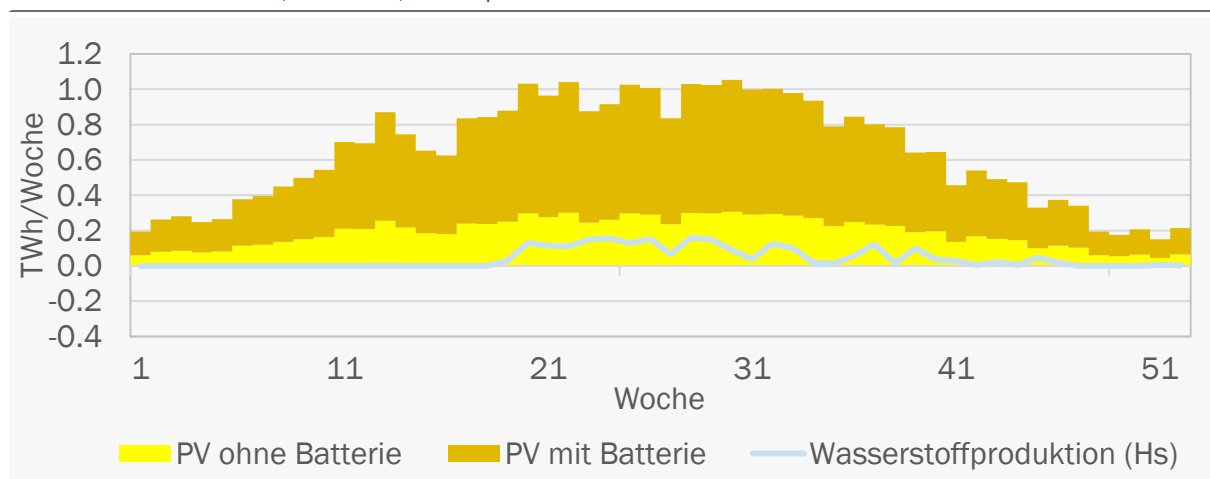
Aus der so ermittelten Auslastung folgt, dass bis 2050 rund 1.5 GW an installierter Elektrolyseursleistung notwendig sind. Diese Leistung verteilt sich auf die grösseren Laufwasserkraftwerke (>20 MW) wobei von ca. 40 bis 60 Elektrolyseuren auszugehen ist. Eine detaillierte Standortverteilung war im Rahmen der Energieperspektiven nicht möglich.

Das Potenzial an strombasierten Kohlenwasserstoffen wie Syncrude oder Methan liegt aufgrund der geringeren Stromwirkungsgrade tiefer als beim Wasserstoff. Bei Syncrude handelt es sich um ein flüssiges Kohlenwasserstoffgemisch, aus dem sich Produkte wie Benzin oder Diesel veredeln lassen. Dies ist also ein Vorprodukt für die Herstellung flüssiger strombasierter Energieträger. Für alle strombasierten Kohlenwasserstoffe wird eine klimaneutrale Kohlenstoffquelle benötigt, die zuletzt über Luft-CO<sub>2</sub> sichergestellt werden müsste, wenn keine höher konzentrierten Kohlenstoffquellen zum Beispiel aus Biomasse vorhanden sind.

Die Elektrolyseure produzieren im dargestellten Szenario ZERO Basis, «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», im Jahr 2050 überwiegend im Sommerhalbjahr, wenn aufgrund der Schweizer und auch gesamteuropäischen Produktion der erneuerbaren Energien günstige Strompreise erzielt werden. Im Szenario werden damit rund 2.2 TWh (Brennwert) Wasserstoff inländisch erzeugt (entspricht rund 7 PJ, siehe Abbildung 22). Es wird auch deutlich, dass die Wasserstoffinfrastruktur und die Importmengen einen saisonalen Ausgleich zur inländischen Erzeugung leisten müssen. Dies wurde für die Energieperspektiven so unterstellt.

### Abbildung 23: Wasserstoff-Erzeugung

Wasserstoff-Erzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen im Szenario ZERO Basis, «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Jahr 2050, in TWh pro Woche



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

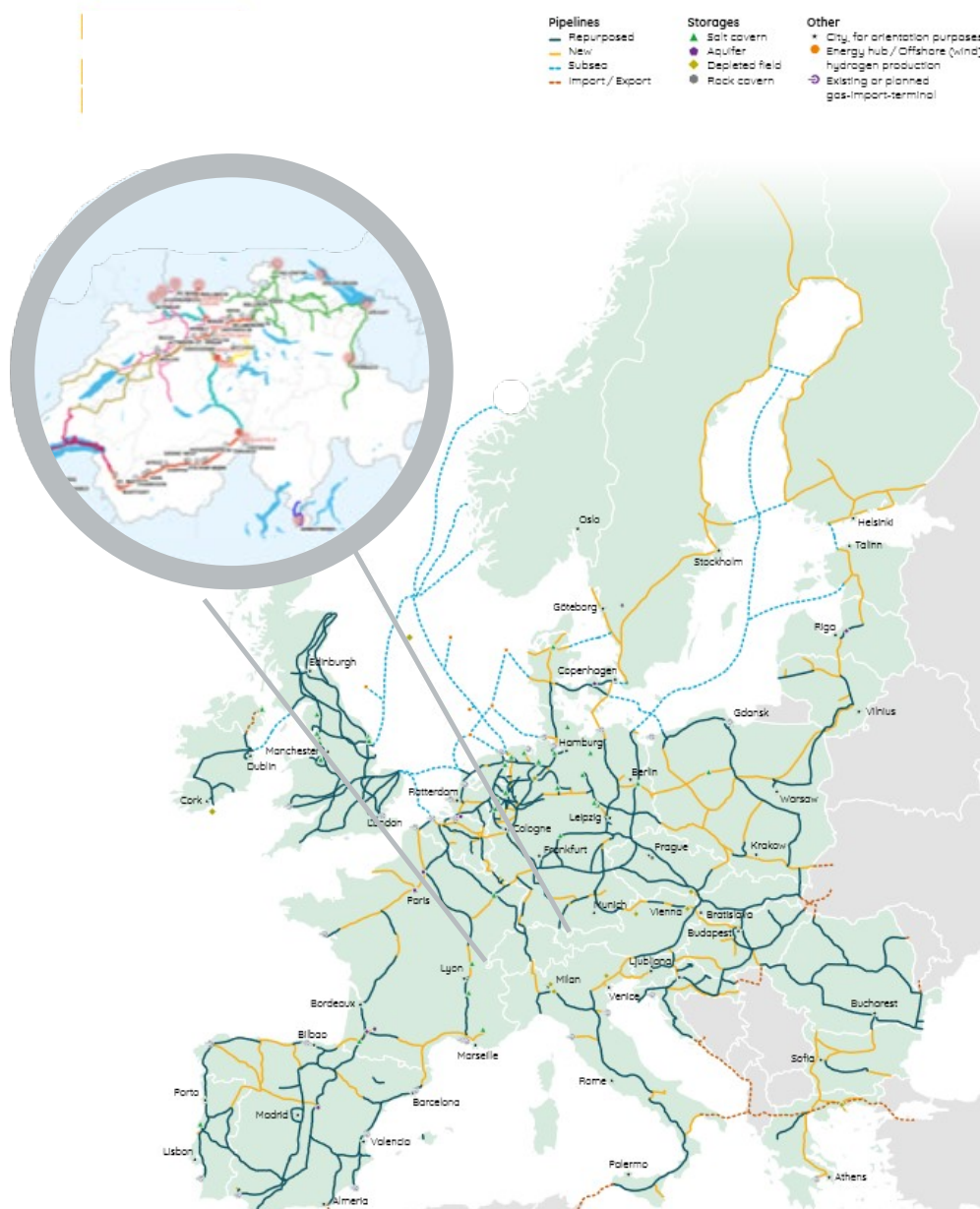
Abbildung 24 zeigt Planungen europäischer Fernleitungsnetzbetreiber zur Errichtung eines Europäischen Wasserstoff Fernleitungsnetzes bis zum Jahr 2040 – ein sogenannter «Hydrogen Backbone». Anhand der Abbildung wird deutlich, dass auch die bestehende Fernleitung, die die Schweiz durchzieht, für den Hydrogen Backbone genutzt werden soll. Über diese Leitung wäre die Schweiz somit an das europäische Wasserstoffnetz angebunden.

Die Wasserstoffimporte in den Energieperspektiven beginnen ebenfalls um das Jahr 2040 herum. Es ist davon auszugehen, dass der europäische Wasserstoffbackbone zukünftig für die Importe genutzt werden kann. Die Anbindung an das europäische Wasserstoffnetz bietet dann die Möglichkeit, dass die Schweiz im Winter Wasserstoff importiert, den sie nicht selbst herstellt. Da im Ausland erneuerbare Energien mit einem stärkeren Winterprofil zur Verfügung stehen (insbesondere Windenergie), kann hier auch ein Teil der Produktion im Winter erfolgen. Zudem besteht beim europäischen Wasserstoffnetz die Möglichkeit das Netz durch Kavernenspeicher zu puffern.

Diese Speicher werden aktuell zur Erdgasspeicherung genutzt, eignen sich aber grundsätzlich auch zur Wasserstoffspeicherung. Die Schweiz verfügt jedoch nicht über diese Gasspeicher und ist daher auf die Anbindung ans ausländische Netz angewiesen.

### Abbildung 24: Hydrogen Backbone 2040 und Gasleitungen der Schweiz

Planungen europäischer Fernleitungsnetzbetreiber zum Wasserstoffübertragungsnetz im Jahr 2040 und zum Vergleich bestehende Gasleitungen der Schweiz



Kartenquellen: EU: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>  
 CH: <https://www.swissgas.ch/netzkarte>

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2022

# Anhang

**Tabelle 8: Kostenrechnung PW**

	2025					2050				
	BEV-SR	BEV-LR	FCEV	PHEV	Benzin	BEV-SR	BEV-LR	FCEV	PHEV	Benzin
Fahrzeugkosten (CHF)	40'000	50'000	65'000	50'000	40'000	35'000	40'000	40'000	45'000	40'000
Unterhaltskosten (CHF/a)	1250	1250	2000	1600	1500	1250	1250	1500	1600	1500
Lebensfahrleistung (tsd. km)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Lebenserwartung (a)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Energieverbrauch (kWh/km)	0.23	0.23	0.35	0.34	0.51	0.23	0.23	0.35	0.32	0.40
Reichweite (km)	150	300				150	450			
Strompreis (CHF/kWh)	0.28	0.28	0.00	0.28	0.00	0.37	0.37	0.00	0.37	0.00
Treibstoffpreis (CHF/kWh)	0.00	0.00	0.32	0.18	0.18	0.00	0.00	0.24	0.40	0.40
Energiekosten (CHF/km)	0.06	0.06	0.11	0.07	0.09	0.08	0.08	0.09	0.12	0.16
Amortisierte Kaufkosten (CHF/km)	0.24	0.30	0.39	0.30	0.24	0.21	0.24	0.24	0.27	0.24
Wartungskosten (CHF/km)	0.10	0.10	0.16	0.13	0.12	0.10	0.10	0.12	0.13	0.12
<b>Gesamtkosten (CHF/km)</b>	<b>0.40</b>	<b>0.46</b>	<b>0.66</b>	<b>0.50</b>	<b>0.45</b>	<b>0.39</b>	<b>0.42</b>	<b>0.44</b>	<b>0.52</b>	<b>0.52</b>

Quelle: eigene Darstellung der Annahmen in den Energieperspektiven 2050+ (Prognos, TEP, INFRAS 2021)

**Tabelle 9: Kostenrechnung schwere Nutzfahrzeuge (SNF) 18t**

	2025						2050					
	BEV-SR	BEV-LR	FCEV	PHEV	Gas	Diesel	BEV-SR	BEV-LR	FCEV	PHEV	Gas	Diesel
Fahrzeugkosten (kCHF)	400	750	650	450	235	200	190	230	250	220	200	200
Unterhaltskosten (CHF/a)	6750	6750	15000	10600	9500	9500	6750	6750	10000	10000	9500	9500
Lebensfahrleistung (tsd. km)	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Lebenserwartung (a)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Energieverbrauch (kWh/km)	1.02	1.02	1.58	1.86	2.66	2.49	0.84	0.84	1.30	1.86	2.20	2.49
Reichweite (km)	150	450					350	750				
Strompreis (CHF/kWh)	0.28	0.28	0.00	0.28	0.00	0.00	0.37	0.37	0.00	0.37	0.00	0.00
Treibstoffpreis (CHF/kWh)	0.00	0.00	0.32	0.17	0.08	0.17	0.00	0.00	0.24	0.40	0.34	0.40
Energiekosten (CHF/km)	0.29	0.29	0.50	0.35	0.21	0.42	0.31	0.31	0.32	0.73	0.74	0.99
Amortisierte Kaufkosten (CHF/km)	1.12	2.11	1.83	1.27	0.66	0.56	0.53	0.65	0.70	0.62	0.56	0.56
Wartungskosten (CHF/km)	0.17	0.17	0.38	0.27	0.24	0.24	0.17	0.17	0.25	0.25	0.24	0.24
<b>Gesamtkosten (CHF/km)</b>	<b>1.58</b>	<b>2.57</b>	<b>2.70</b>	<b>1.88</b>	<b>1.11</b>	<b>1.22</b>	<b>1.02</b>	<b>1.13</b>	<b>1.27</b>	<b>1.60</b>	<b>1.54</b>	<b>1.79</b>

Quelle: eigene Darstellung der Annahmen in den Energieperspektiven 2050+ (Prognos / TEP / INFRAS 2021)



---

## Quellenverzeichnis

---

BAFU (2022)	CO2-Emissionsfaktoren des Treibhausgas-inventars der Schweiz – Faktenblatt. Bern, Januar.
BAFU (2022a)	Faktenblatt zur Gesamtenergiestatistik 2021
BDR (2022)	<a href="https://www.bdrthermeagroup.com/en/products-and-services/products/hydrogen-boilers">https://www.bdrthermeagroup.com/en/products-and-services/products/hydrogen-boilers</a> ; abgerufen am 3. Nov. 2021
Bloomberg NEF (2020)	Hydrogen Economic Outlook
BFE (2018)	Swiss Hydrogen Production and Demand – An Overview
BFE (2021)	Energiespeichertechnologien Kurzübersicht 2021
EC (2020)	A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, European Commission 2020
EHB (2022)	<a href="https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf">https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf</a> ; abgerufen am 20.10.2022
Enapter (2022)	<a href="https://www.enapter.com/de/faqs">https://www.enapter.com/de/faqs</a> ; aufgerufen am 20.10.2022
ISI (2019)	Wasserstoff Roadmap für Deutschland
IEA (2021)	Global Hydrogen Review
Juninger (2020)	Technical learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System – Conceptual Issues, Empirical Findings, and Use, in Energy Modeling. Elsevier Academic Press, ISBN 978-0-12-818762-
Kober (2019)	Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz – Ein Weissbuch
Linde AG (2022)	<a href="https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110_tcm550-169419.pdf">https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110_tcm550-169419.pdf</a> ; aufgerufen am 20.10.2022
Meier (2014)	<a href="https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/06_Energie_fuer_Gaskomprimierung.pdf">https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/06_Energie_fuer_Gaskomprimierung.pdf</a>
Müller-Syring (2014)	Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Abschlussbericht
Oberholzer (2021)	Energiespeicher – Kurzübersicht, BFE

Prognos (2020)	Kosten und Transformationspfade strombasierter Energieträger
Prognos, TEP, INFRAS (2021)	Energieperspektiven 2050+ - Gesamtdokumentation der Arbeiten. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
Prognos, TEP, INFRAS (2021a)	EP2050+ Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung, EP 2050+. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern
Prognos, TEP, INFRAS (2021b)	EP2050+ EP2050+ Exkurs Biomasse Potenziale und Einsatz in den Szenarien. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern
Prognos, TEP, INFRAS (2021c)	EP2050+ EP2050+ Exkurs Winterstrom. Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern
Sayegh (2016)	Jouhara. Trends of European Research and Development in District Heating Technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews 68
Schiro (2020)	Modelling and analyzing the impact of hydrogen enriched natural gas on domestic gas boilers in a decarbonization perspective
Smolinka (2011)	Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien – Kurzfassung des Abschlussberichts. Fraunhofer ISE und FCBAT
Smolinka (2018)	Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland – Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Fraunhofer ISE, E4tech Sàrl, Fraunhofer IPA i.A. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Berlin
Swissgas (2022)	<a href="https://www.swissgas.ch/netzkarte">https://www.swissgas.ch/netzkarte</a> ; aufgerufen am 20.10.2022
SVGW (2022)	G18 d Richtlinie; Gasbeschaffenheit, Ausgabe 2022
Töpler (2017)	Wasserstoff und Brennstoffzelle – Technologien und Marktperspektiven

---

# Impressum

---

Wasserstoff

Hintergrund zum Einsatz von Wasserstoff in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+

---

## Herausgeber

Prognos AG  
St. Alban-Vorstadt 24  
4052 Basel  
Telefon: +41 61 3273-310  
Fax: +41 61 3273-300  
E-Mail: [info@prognos.com](mailto:info@prognos.com)  
[www.prognos.com](http://www.prognos.com)  
[twitter.com/prognos\\_aG](https://twitter.com/prognos_aG)

---

## Autoren

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)  
Hans Dambeck, Dr. Andreas Kemmler, Dr. Alexander Piégsa

TEP Energy GmbH:  
Dr. Martin Jakob, Dr. Ulrich Reiter, Dr. Joachim Bagemihl

INFRAS AG:  
Dr. Hans-Jörg Althaus, Dr. Brian Cox

---

## Kontakt

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)  
E-Mail: [sven.kreidelmeyer@prognos.com](mailto:sven.kreidelmeyer@prognos.com)

---

Satz und Layout: Prognos AG

Stand: Oktober 2022  
Copyright: 2022 Jahr, Prognos AG/TEP Energy GmbH/INFRAS AG

---

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei Prognos AG/TEP Energy GmbH/INFRAS AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG/TEP Energy GmbH/INFRAS AG

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG/TEP Energy GmbH/INFRAS AG (2022): Energieperspektiven 2050+ - Exkurs zu Wasserstoff. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.