

## **Wasserstoff in der Vorarlberger Industrie**

### **Heutige und zukünftige Anwendungsgebiete**

Kurzstudie

**Bregenz, April 2021**

Verfasser:

drexel reduziert GmbH  
Christof Drexel  
Kennelbacherstraße 36  
A – 6900 Bregenz  
Tel.: 0043 (0)5574 20804  
office@drexelreduziert.at  
www.drexelreduziert.at

Auftraggeber:

Wirtschaftskammer Vorarlberg  
Sparte Industrie  
Wichnergasse 9  
6800 Feldkirch



## Inhalt

1	Zusammenfassung.....	3
2	Stand der Technik, Kosten, Anwendungsgebiete .....	4
2.1	Globale Sicht.....	4
2.2	Besonderheiten Europa.....	6
3	Anwendungsgebiete für die Vorarlberger Industrie, Alternativen, Fallbeispiele .....	7
3.1	Prozesswärme .....	8
3.1.1	Niedertemperatur-Prozesswärme (<100°C) .....	8
3.1.2	Mitteltemperatur-Prozesswärme (100 bis 500°C) .....	9
3.1.3	Hochtemperatur-Prozesswärme (>500°C).....	9
3.2	Güterverkehr .....	10
3.3	Saisonale Speicherung .....	16
4	Erneuerbare Energien in der Industrie.....	16
5	Quellen .....	18

# 1 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Kurzstudie wurde untersucht,

- welche Wasserstoffanwendungen heute und zukünftig für die Vorarlberger Industrie von Interesse sein könnten
- welche Randbedingungen europäische Wasserstoffstrategien hierfür liefern
- welche alternativen Dekarbonisierungs-Optionen bestehen
- welche begleitenden Strategien im Kontext mit dem Hochfahren von Wasserstofftechnologien bedeutsam sind

Die konkreten Anwendungsoptionen wurden für folgende Unternehmen erarbeitet: Blum Beschläge, Collini, Getzner Textil, Ölz Meisterbäcker und Rondo Ganahl.

<p>Die wichtigsten <b>Wasserstoff-anwendungen</b></p>	<p>In der dekarbonisierten Wirtschaft ist Wasserstoff für die <b>Stahlproduktion</b>, für <b>chemische Grundstoffe</b>, in <b>Raffinerien</b> und in der <b>Ammoniakproduktion</b> gesetzt. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Anwendungsfeldern, für die auch andere Optionen zur Auswahl stehen, wie z.B. in der <b>Hochtemperatur-Prozesswärme</b> oder dem <b>Schwerlastverkehr</b>.</p>
<p>Anwendungsoption in Vorarlberg: <b>Hochtemperatur-Prozesswärme</b></p>	<p>Für <b>Temperaturen unter 100°C</b> stellen in aller Regel <b>Großwärmepumpen</b> den wirtschaftlichsten Weg zur CO<sub>2</sub>-Neutralität dar. Für <b>Temperaturen bis 500°C</b> bieten zukünftig <b>Biomasse-Feuerungen</b> eine interessante Alternative. Für Direktbefeuerungen und <b>hohe Temperaturen</b> wird aber auch zukünftig oft Gas benötigt. Neben <b>Gas biogenen Ursprungs</b> (inkl. Gas aus fester Biomasse), dessen Potenzial beschränkt ist, steht hierfür <b>Wasserstoff</b> (direkt als Brennstoff oder methanisiert als EE-Gas) zur Verfügung. <u>Für diesen Bereich bietet sich die Durchführung einer Machbarkeitsstudie an, um die konkrete Umsetzung in einigen Industriebetrieben mit entsprechendem Bedarf zu evaluieren.</u></p>
<p>Anwendungsoption in Vorarlberg: <b>Schwerlastverkehr</b></p>	<p>Für den Straßengüterverkehr der Zukunft stehen im Wesentlichen zwei Technologien zur Auswahl: <b>Batterie- und Brennstoffzellen-Fahrzeuge</b>. Sie unterscheiden sich durch eine Reihe von Vor- und Nachteilen, sodass die Etablierung sowohl vom Anwendungsfall, als auch von zukünftigen politischen und unternehmens-strategischen Entscheidungen abhängt. Das <b>Batteriefahrzeug</b> punktet mit sehr hoher <b>Primärenergieeffizienz</b>, bei betriebseigenen Ladestationen auch mit sehr niedrigen <b>Energiekosten</b>. Für das wasserstoffbetriebene <b>Brennstoffzellenfahrzeug</b> spricht die höhere mögliche <b>Nutzlast</b>, die längere <b>Reichweite</b> sowie die kürzere <b>Tankzeit</b>.</p>
<p><b>Erneuerbare</b> säen, Wasserstoff ernten.</p>	<p>Die anstehenden Herausforderungen für unser Energiesystem bedingen einen massiven Ausbau der <b>erneuerbaren Energien</b>. Industriegebäude stellen hierfür eine wichtige Ressource dar; die <b>Investition in PV-Anlagen</b> ist gleichzeitig <b>hochprofitabel</b>.</p>

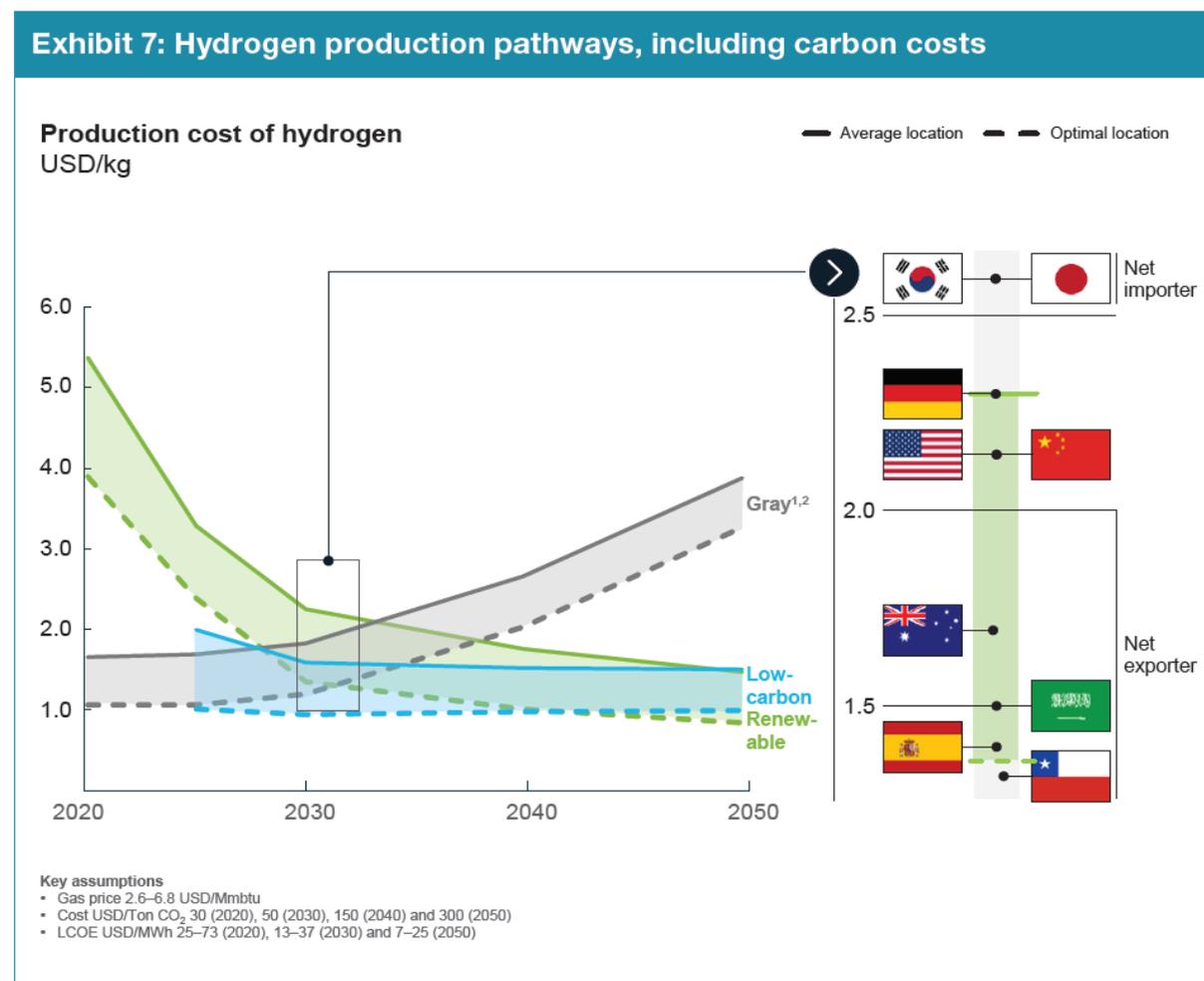
## 2 Stand der Technik, Kosten, Anwendungsgebiete

### 2.1 Globale Sicht

Wasserstoff spielt in einigen Industriezweigen bereits heute eine wichtige Rolle. Insbesondere Raffinerien (rund 50% des weltweiten Bedarfs) und die Ammoniakproduktion (45%) benötigen große Mengen von Wasserstoff – derzeit etwa 80 Millionen Tonnen jährlich. Dieser Bedarf wird heute fast ausschließlich durch „grauen“ Wasserstoff gedeckt, also Wasserstoff, der mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen wird.

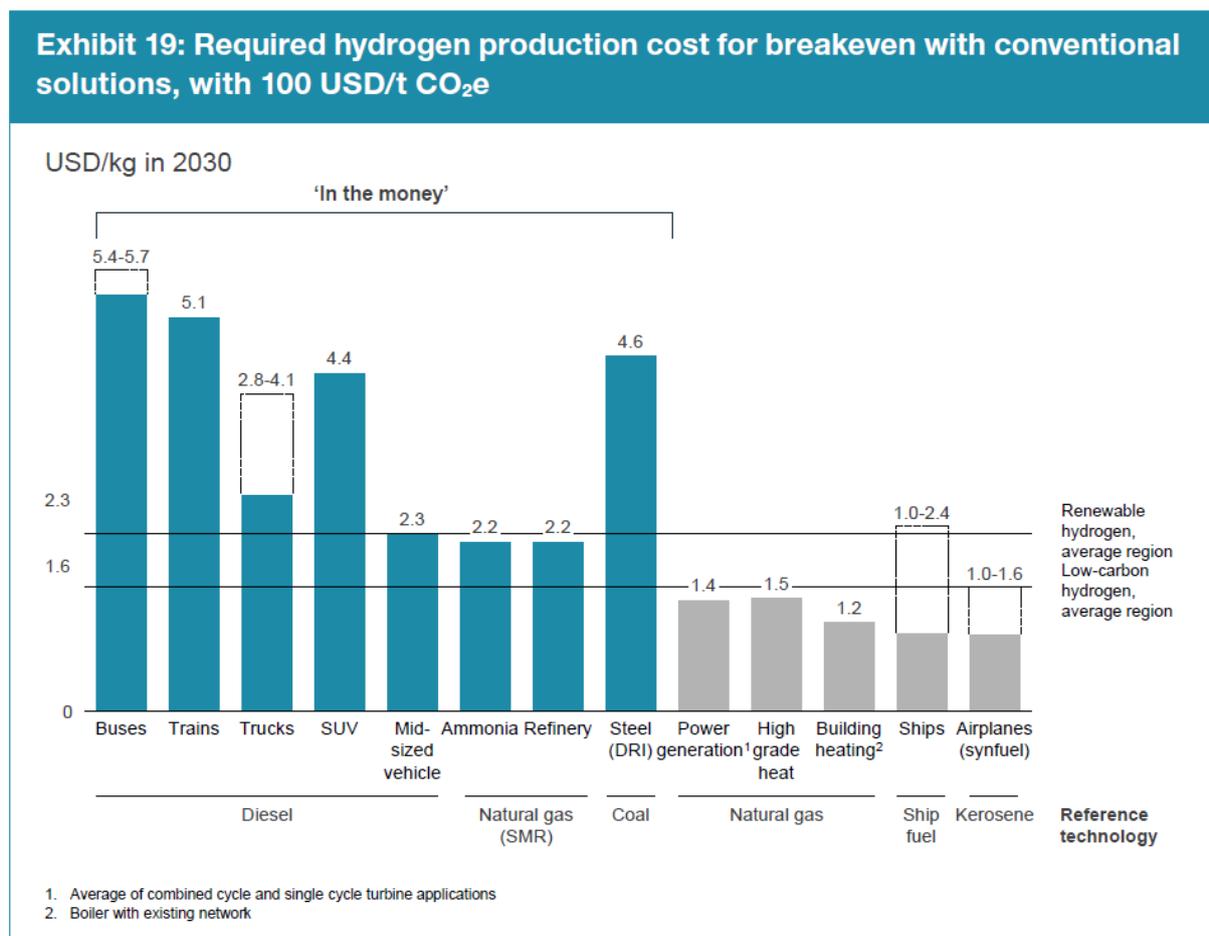
Die Liste der potenziellen Anwendungsbereiche ist lang, Wasserstoff bietet als Energieträger eine Reihe von Vorteilen. Im Zuge der erforderlichen Dekarbonisierung unserer Wirtschaft ist allerdings „grüner“ Wasserstoff gefragt: Mit Hilfe von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen wird Wasser mittels Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten.

Bis zur wirtschaftlichen Anwendung von grünem Wasserstoff für neue Anwendungsbereiche ist es ein weiter Weg: Die Kosten liegen heute im Bereich von 5 bis 10 €/kg, während grauer Wasserstoff um 1,5 €/kg gehandelt wird – und selbst bei diesem Preis kommt Wasserstoff nur für ausgewählte Anwendungen zum Einsatz.



**Abb. 1: Prognose Produktionskosten für grünen und grauen Wasserstoff; McKinsey, Hydrogen Insight, Februar 2021**

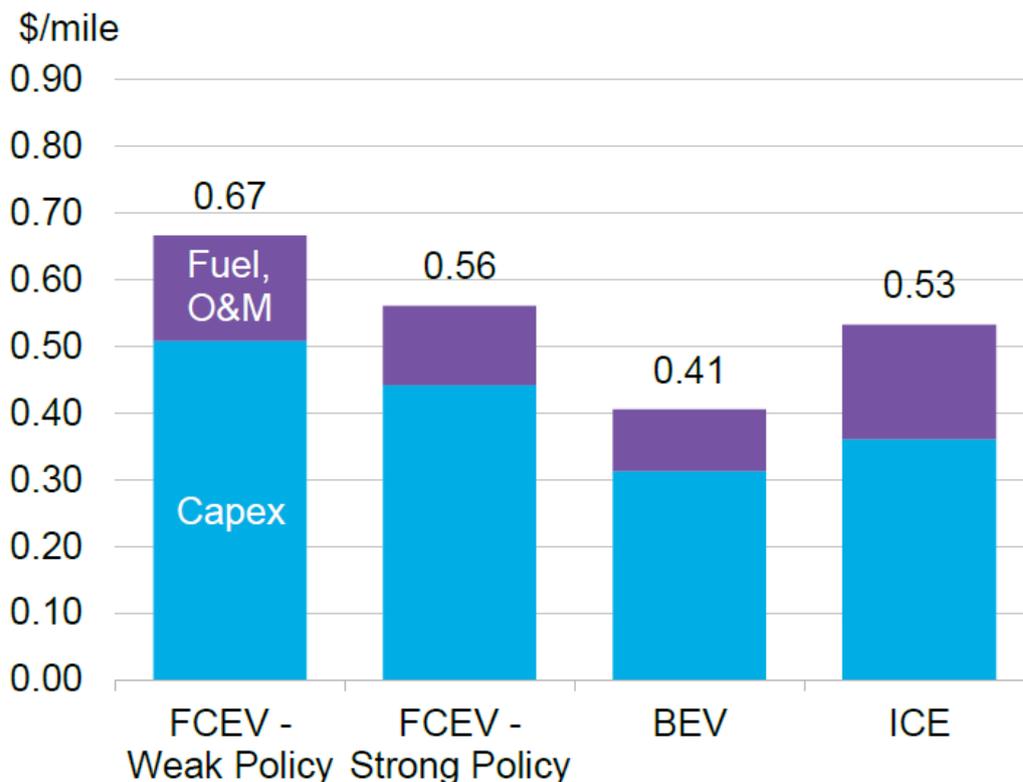
Sowohl die Kosten für erneuerbare Energien (insbesondere Photovoltaik und Windkraft) als auch die Kosten für Elektrolyseure befinden sich in mehr oder weniger steilem Sinkflug. Die Unternehmensberatung McKinsey veröffentlichte im Februar 2021 die Studie „Hydrogen Insight“ [1], der zufolge grüner Wasserstoff im Jahr 2030 um 1,3 bis 2,2 USD/kg produziert werden wird; gleichzeitig sollen die Produktionskosten für grauen Wasserstoff – ein CO<sub>2</sub>-Preis von 50 USD/to unterstellt – auf 1,2 bis 1,8 USD/kg ansteigen. Der Breakeven wird somit um das Jahr 2030 erwartet (Abbildung 1). Der Zeitpunkt für wirtschaftliche Anwendungen von grünem Wasserstoff hängt somit auch vom politisch bestimmten CO<sub>2</sub>-Preis ab; je nach Anwendungsbereich wird dieser Punkt aber früher oder später erreicht. In [1] wird eine Reihe von Anwendungen präsentiert, die bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 100 USD/to wirtschaftlich sind. Anwendungen im Bereich der Mobilität würden demnach bereits bei Produktionskosten von 2,3 bis 5,7 USD/kg rentabel; „grüner“ Stahl kann ab 4,6 USD/kg produziert werden, und für die bestehenden Anwendungen in Raffinerien und der Ammoniakproduktion gelten 2,2 USD/kg als Grenzwert. Für andere Anwendungen, wie etwa Hochtemperatur-Prozesswärme wären noch geringere Kosten von 1,5 USD/kg notwendig (Abbildung 2).



**Abb. 2: Breakeven-Preis für grünen Wasserstoff in verschiedenen Anwendungen; McKinsey, Hydrogen Insight, Februar 2021**

Zu beachten ist allerdings, dass hier nur der Breakeven von Wasserstoff gegenüber der Referenztechnologie dargestellt wird. Im Rennen sind aber auch andere Alternativtechnologien; in einer Bloomberg-Studie [2] wird beispielsweise das Batteriefahrzeug (SUV) mitberücksichtigt. Auch hier erreicht das Brennstoffzellenfahrzeug 2030 zwar den Breakeven – das Batteriefahrzeug ist dann aber bereits deutlich günstiger (Abbildung 3).

**Figure 9: Total cost of ownership of SUVs in the U.S., 2030**



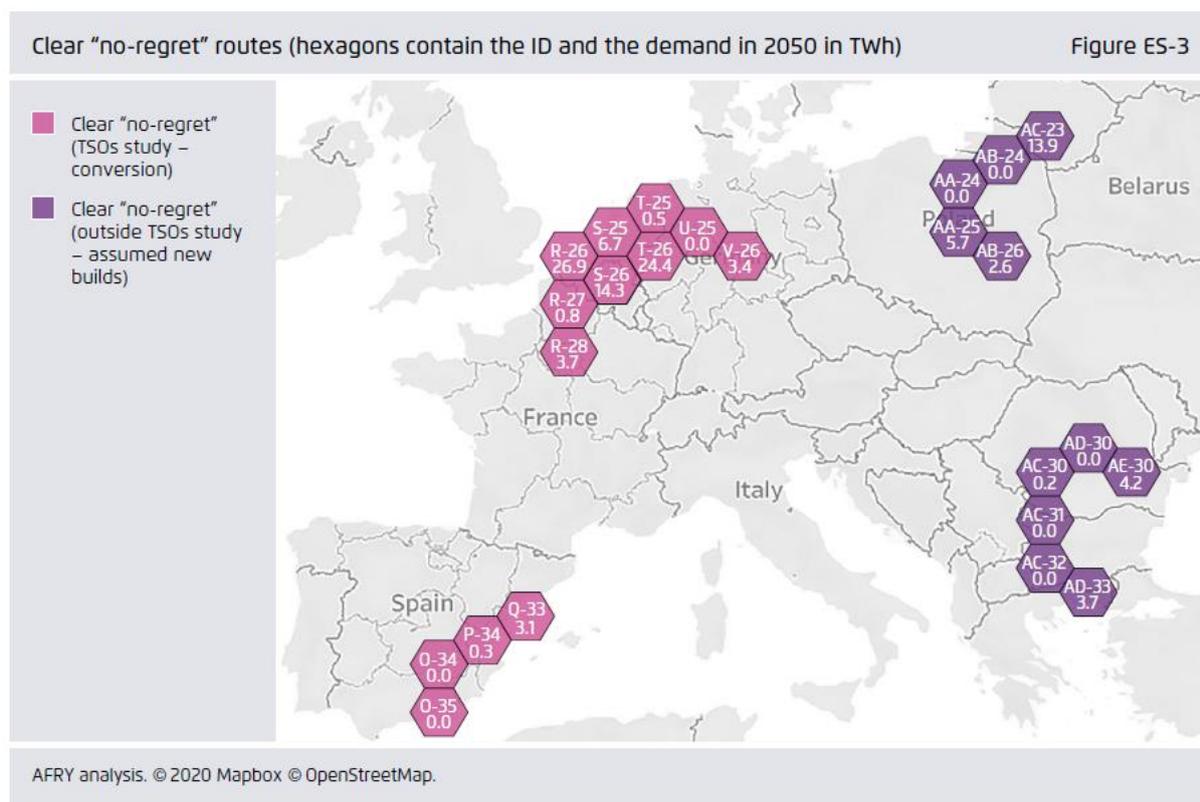
*Source: BloombergNEF. Note: FCEV – fuel cell electric vehicle, BEV – battery electric vehicle, ICE – internal combustion engine.*

**Abb. 3: Total Cost of Ownership verschiedener Antriebstechnologien; BloombergNEF, Hydrogen Economy Outlook, März 2020**

## 2.2 Besonderheiten Europa

Neben den bereits genannten, industriellen Haupt-Anwendungsbereichen – Raffinerien, Ammoniak- und Stahlproduktion – benennt die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ der Agora Energiewende [3] noch die chemische Grundstoffindustrie als wichtigen Abnehmer von Wasserstoff. Für die Energieversorgung kommt die saisonale Speicherung von elektrischer Energie hinzu, die im Jahr 2050 mehr als die Hälfte des Wasserstoffbedarfs ausmachen soll. Auf dieser Basis wurden in der Studie „No-Regret-Hydrogen“ [4] die heutigen und zukünftigen Bedarfe in Europa abgeschätzt und Cluster gebildet. Abbildung 4 zeigt jene Regionen, wo

hoher Bedarf mit ausreichendem Angebot an erneuerbaren Energien zusammentreffen; darüber hinaus sind hier günstige Voraussetzungen für die Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen anzutreffen.



**Abbildung 4: Wasserstoff-Bedarfe im Jahr 2050 (untere Zeile je Hexagon), in TWh; Agora Energiewende, No-Regret Hydrogen, Februar 2021**

Das Hochfahren von Wasserstoffproduktion und -verwendung, aber auch die schnelle Errichtung der erforderlichen Speicher- und Verteilinfrastruktur in diesen Regionen soll die Kostendegression beschleunigen und den Skalierungseffekt auch für andere Regionen – zunächst in dezentralen Anwendungen – nutzbar machen. Eine mögliche Strategie ist, von diesen Regionen ausgehend einen Teil der bestehenden Erdgas-Pipelines für Wasserstoff umzuwidmen und so ganz Europa nach und nach mit einem Wasserstoffnetz auszustatten. Die kostengünstige Speicherung in Salzkavernen ist aus heutiger Sicht essentiell für die wirtschaftliche Anwendung von Wasserstoff im großen Stil.

### 3 Anwendungsgebiete für die Vorarlberger Industrie, Alternativen, Fallbeispiele

Nachdem in Vorarlberg weder Stahl, Ammoniak noch chemische Grundstoffe erzeugt und auch keine Raffinerien betrieben werden, beschränken sich die potenziellen Anwendungen auf untergeordnete, mit Alternativen behafteten Anwendungsbereiche. Außerhalb der

Industrie ist auch die saisonale Speicherung ein Thema, weshalb in dieser Studie auch diese Anwendung – im industriellen Umfeld – untersucht wurde.

### **3.1 Prozesswärme**

In Vorarlberg stammt der größte Teil der für Prozesswärme benötigten Energie aus Erdgas. Die benötigten Temperaturen können unter 100°C, aber auch deutlich oberhalb von 500°C liegen. Je nach Temperaturbereich stehen unterschiedliche Alternativen zum Einsatz von Erdgas zur Verfügung. Wasserstoff kommt grundsätzlich immer als Alternative in Frage; entweder direkt als Brennstoff oder – nach Methanisierung – in Form von EE-Gas, also Methan, das mittels Katalyse aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> erzeugt wurde. Das CO<sub>2</sub> wird aus der Luft oder aus Abgasen anderer Prozesse gewonnen, weshalb die Verbrennung CO<sub>2</sub>-neutral erfolgen kann. Die Kosten für grünen Wasserstoff liegen heute im Bereich von 15 bis 30 cent/kWh; Erdgas wird demgegenüber in der Industrie um 3 bis 5 cent/kWh bezogen. Gemäß den im Kapitel 2.1 zitierten Studien soll der Preis für Wasserstoff in den nächsten 10 Jahren auf 6 bis 12 cent/kWh fallen; gleichzeitig wird der Anstieg des Gaspreises infolge CO<sub>2</sub>-Bepreisung erwartet. Ein Preis von 50 €/toCO<sub>2</sub> erhöht die Energiekosten für Erdgas um 1,2 cent/kWh; bei 100 €/toCO<sub>2</sub> dementsprechend um 2,4 cent/kWh, was für den Breakeven ausreichen könnte. Neben Wasserstoff und EE-Gas stehen aber auch andere Alternativen zur Auswahl, deren Einsatz ebenfalls wettbewerbsfähig sein kann, bzw. teilweise schon ist. Die wesentlichen Optionen sind (Groß-)Wärmepumpen, Biomassefeuerungen und Biogas.

#### **3.1.1 Niedertemperatur-Prozesswärme (<100°C)**

Für diesen Anwendungsbereich ist i.d.R. der Einsatz von Groß-Wärmepumpen naheliegend: In der Industrie steht in Form von Abwärme immer ein ausreichendes Potenzial als Wärmequelle zur Verfügung, und Groß-Wärmepumpen sind heute problemlos in der Lage, ein Temperaturniveau von 95° zur Verfügung zu stellen. Die Effizienz von Groß-Wärmepumpen – ausgedrückt in der Arbeitszahl – hängt in hohem Maße von der benötigten Temperatur und dem Niveau der zur Verfügung stehenden Abwärme ab. Die Arbeitszahl liegt i.d.R. nicht unter 3 und kann auch Werte von deutlich über 5 erreichen. Die Kosten für elektrische Energie liegen um etwa den Faktor 3 höher als jene für Erdgas, sodass eine Arbeitszahl von 4 bereits zu einer Einsparung der Energiekosten um 25% führt. Die Mehrkosten für die Anschaffung einer Groß-Wärmepumpe lassen sich damit in wenigen Jahren amortisieren – auch ohne jegliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Für den Betrieb der Firma Collini wurden folgende Zahlen ermittelt, bzw. abgeschätzt:

- benötigte Prozesswärme: ca. 25 GWh/a
- benötigte Temperaturniveaus: 50°C (40%), bzw. 90°C (60%)
- erwartete Arbeitszahlen 4,8 bzw. 3,0 – gewichteter Mittelwert 3,7
- Reduktion der Energiekosten dadurch: ~ 140.000,-- €/a

- Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (Vorarlberger Strommix): > 5000 Tonnen/a
- zusätzliche Kosteneinsparung bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/to: > 500.000,-- €/a
- Abschätzung der Investitionskosten für die Groß-Wärmepumpe (+/-20%): 700.000,-- €

### 3.1.2 Mitteltemperatur-Prozesswärme (100 bis 500°C)

Die wesentliche Alternative für diesen Anwendungsbereich ist die Biomasse-Feuerung. Mögliche Wärmeträger für die Temperaturen von mehreren hundert Grad sind z.B. Dampf oder Thermoöl. Die Kosten für Waldhackgut als Brennstoff liegen in der Größenordnung von Erdgas, Anschaffung und Betrieb der Biomassefeuerung sind allerdings mit höheren Kosten verbunden. Beim heutigen Erdgas-Preis ist diese Technologie deshalb nicht wettbewerbsfähig, ein entsprechender CO<sub>2</sub>-Preis kann aber schnell für den Breakeven sorgen. Für den Betrieb der Firma Ölz Meisterbäcker wurden folgende Zahlen ermittelt, bzw. abgeschätzt:

- benötigte Prozesswärme: ca. 25 GWh/a
- benötigte Temperaturniveaus: 180 bis 300°C
- Energiekosten beim Einsatz von Biomasse: ~ unverändert
- Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen: 6000 Tonnen/a
- Kosteneinsparung bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/to: 600.000,-- €/a
- Abschätzung Investitionskosten für die Biomasse-Feuerung (+/-20%): 2.000.000,-- €

### 3.1.3 Hochtemperatur-Prozesswärme (>500°C)

Für hohe Temperaturen und direktbefeuerte Prozesse entfällt feste Biomasse als Option. Für manche Anwendungen kann direkt-elektrische Energie zum Einsatz kommen, in vielen Fällen wird aber auch zukünftig Gas benötigt. Neben Wasserstoff und EE-Methan kommt hierfür Biogas in Frage. Das Potenzial von Biogas aus Lebensmittelabfällen, Gülle und Klärschlamm ist vergleichsweise gering; deutlich mehr Ertrag könnte die Vergasung fester Biomasse bringen. Diese Nutzung steht dann im Wettbewerb zu den heutigen Anwendungen – vor allem für Heizzwecke. Gelingt es, die Raumwärme weitestgehend über Wärmepumpen und (Ab-)Wärmenetze zu bereitzustellen, stellt Biogas aus Holzvergasung möglicherweise eine interessante Option dar.

Die Prognose für diesen Anwendungsbereich gestaltet sich somit am schwierigsten: Aus ökonomischer Sicht kommen einige Alternativen in Frage, wenn der Energiepreis für Erdgas CO<sub>2</sub>-gesteuert auf über 6 cent/kWh ansteigt:

- Wasserstoff, direkt als Brenngas eingesetzt
  - Preisniveau 6-12 cent/kWh
  - Verwendbarkeit Endgeräte (Brenner) muss geprüft / geschaffen werden
- EE-Methan
  - Preisniveau mit 10-15 cent/kWh grenzwertig hoch

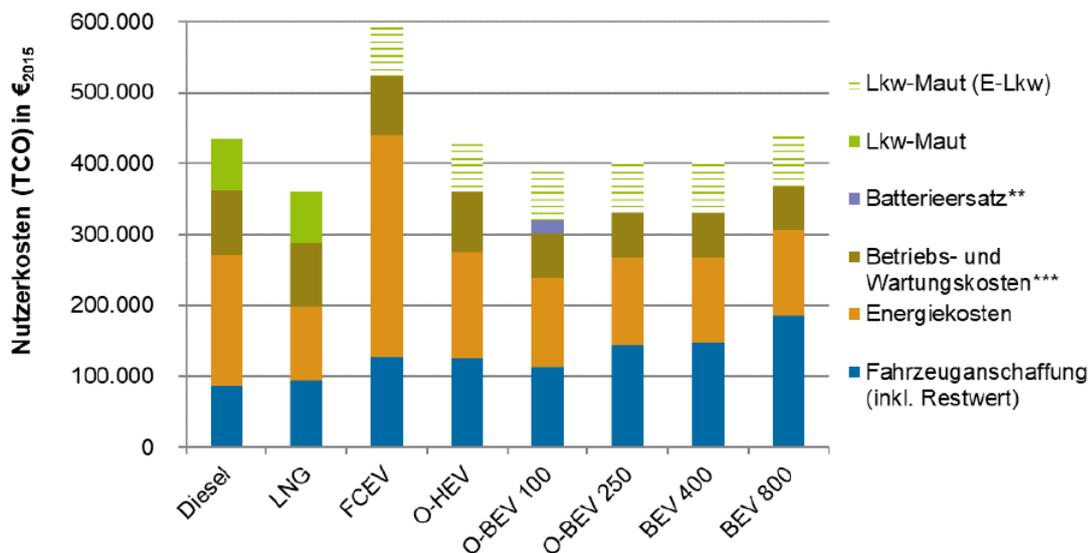
- + Erdgas-Infrastruktur verwendbar
- Biogas aus Holzvergasung
  - Potenzial stark abhängig von energiepolitischen Entscheidungen im Bereich der Raumwärme
- direkt-elektrische Energie
  - eingeschränkt auf geeignete Anwendungen
  - Preisniveau mit 10 cent/kWh noch wettbewerbsfähig?

Vieles spricht somit für den Einsatz von Wasserstoff in diesem Bereich; Prüfung und Erprobung lohnen sich jedenfalls.

### 3.2 Güterverkehr

Für die Dekarbonisierung des Güterverkehrs werden mehrere Technologien diskutiert. Einer Studie des Fraunhofer IAO [5] zufolge bietet der Oberleitungs-LKW langfristig die niedrigsten Total Cost of Ownership (TCO). Hierfür müsste der Großteil des Autobahnnetzes mit Oberleitungen ausgestattet werden; für die restlichen, kürzeren Strecken wären die Fahrzeuge mit Batterien ausgestattet. Die geringsten TCO wurden für die Variante mit 100 km Reichweite ermittelt.

**Abb. 1: Antriebsabhängige Kosten von Sattelzugmaschinen im Jahr 2025\***



\* Kosten exkl. MwSt., 5 Jahre Nutzungsdauer, 120.000 km p.a. O-Lkw mit 50 % Fahranteil unter Oberleitung

FCEV: Brennstoffzellen-Lkw, O-HEV: Oberleitungsgebundener Hybrid-Lkw mit Verbrennungsmotor, O-BEV 100: Oberleitungsgebundener batterieelektrischer Lkw mit 100 km elektrischer Reichweite; BEV 400/800: Batterieelektrischer Lkw mit 400/800 km Reichweite

\*\* Austausch der Batterie nach Erreichen der maximalen Zyklenzahl

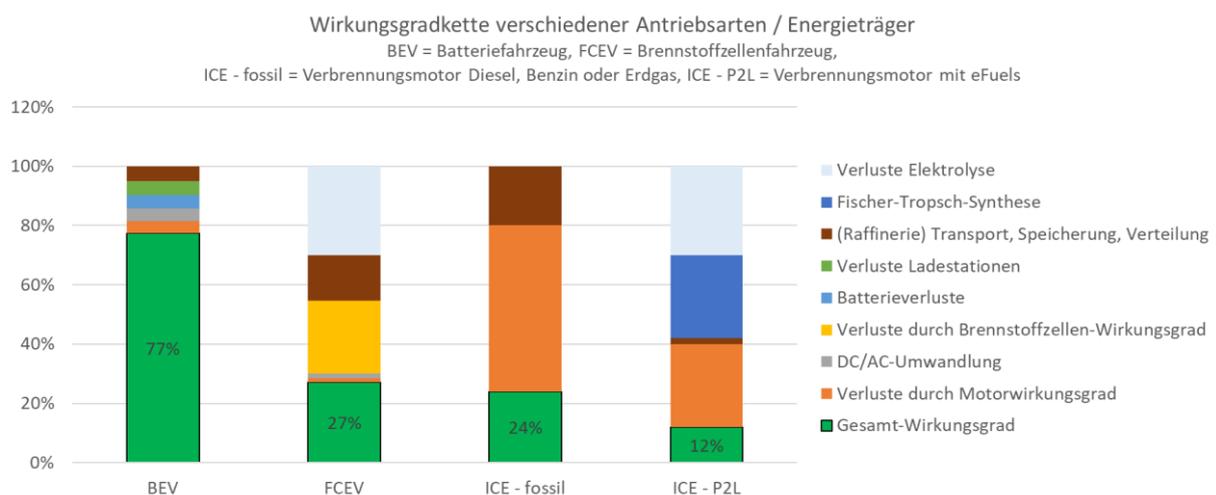
\*\*\* Wartung, Reparatur, Schmierstoffe, AdBlue

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut (Kühnel et al. 2018)

**Abbildung 5: Nutzerkosten verschiedener Antriebstechnologien; StratON, Fraunhofer IAO, Februar 2020**

Die Durchsetzung dieser Technologie wird aber durchaus kontrovers eingeschätzt, weil die Errichtung der erforderlichen Infrastruktur Hand-in-Hand mit der Entwicklung und Skalierung der Fahrzeuge verlaufen müsste. Ähnlich niedrige Gesamtkosten werden für die reinen Batteriefahrzeuge ausgewiesen, vor allem für eine Reichweite von 400 km: Selbst mit Mautgebühren (die derzeit für emissionsfreie Fahrzeuge entfallen) schneidet diese Variante besser ab als der Diesel als Referenzszenario. Die geringsten Kosten weist die Studie für gasbetriebene Fahrzeuge aus. Diese scheitern aus heutiger Sicht allerdings an den ähnlich hohen Emissionen (beim Einsatz von Erdgas) bzw. an der Verfügbarkeit von Biogas. Für Brennstoffzellenfahrzeuge wurden die höchsten Kosten ermittelt.

Elektrische Antriebe – die im Batterie- wie im Brennstoffzellenfahrzeug zu finden sind – punkten vor allem mit hoher Effizienz. Während ein dieselbetriebener Verbrennungsmotor mit rund 30% Wirkungsgrad arbeitet, werden beim Elektromotor Werte um 95% (Motor) bzw. 90% (inkl. DC/AC-Umwandlung) erreicht. Für das Brennstoffzellenfahrzeug müssen zwei verlustbehaftete Umwandlungsschritte erfolgen – Elektrolyseur (elektrische Energie → Wasserstoff) und Brennstoffzelle (Wasserstoff → elektrische Energie) arbeiten mit Wirkungsgraden von knapp 70 bzw. 50%, wodurch die Wirkungsgradkette bei einem Gesamtwert von 27% endet. „eFuels“, also flüssige Treibstoffe aus erneuerbaren Energien hätten den großen Vorteil, dass heutige Fahrzeuge wie Tankstellen-Infrastruktur auch zukünftig genutzt werden könnten – die Effizienz wird aber aufgrund der Kombination verlustbehafteter Prozesse bei der Treibstoffgewinnung mit dem schlechten Wirkungsgrad des Verbrennungsmotors mit 12% so gering, dass die benötigten Mengen an elektrischer Energie aus Erneuerbaren um den Faktor 6 größer wäre als bei Batteriefahrzeugen.



**Abbildung 6: Wirkungsgradkette verschiedener Antriebstechnologien; Transport & Environment, Roadmap to decarbonising cars, November 2018; eigene Berechnungen**

Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge bieten jeweils verschiedene Vor- und Nachteile. So muss man sich etwa bei Batteriefahrzeugen entweder für geringe Reichweiten oder sehr schwere Batterien (mit entsprechendem Nutzlastverlust) entscheiden. Außerdem dauert das Beladen dieser Fahrzeuge um ein Vielfaches länger als das Tanken von Wasserstoff: Ausgehend von mehreren Stunden, soll das „Megawatt-Laden“ zukünftig dafür sorgen, dass nach einer Fahrt von 4,5 Stunden eine Ladung der Batterie innerhalb der vorgeschriebenen Pause von 45 Minuten möglich ist – immer noch deutlich länger als der Tankvorgang beim Brennstoffzellenfahrzeug (ca. 15 Minuten), was in vielen Fällen von Vorteil ist.

Die Energiekosten für grünen Wasserstoff stellen beim Brennstoffzellenfahrzeug heute den größten Nachteil dar: Rund 80 cent/km entspricht etwa dem doppelten Betrag der Dieselposten. Den Prognosen zufolge kann grüner Wasserstoff aber schon in 5, spätestens 10 Jahren mit Diesel mithalten – je nach Einführungstempo der nationalen CO<sub>2</sub>-Bepreisungen. Die Energiekosten bei Batteriefahrzeugen sind in hohem Maße vom Einsatzbereich abhängig. Können die Fahrzeuge größtenteils an werkseigenen Ladestationen beladen werden, führen Strompreise um 10 cent/kWh zu Energiekosten, die bei weniger als der Hälfte von Diesel liegen. Muss hingegen hauptsächlich öffentlich / auf Autobahnen geladen werden, können Preise um 30 bis 40 cent/kWh zu Kosten führen, die deutlich oberhalb des heutigen Dieselniveaus liegt. Beide Technologien punkten mit emissionsfreiem, geräuschreduziertem Betrieb und Mautbefreiungen bzw. Begünstigungen.

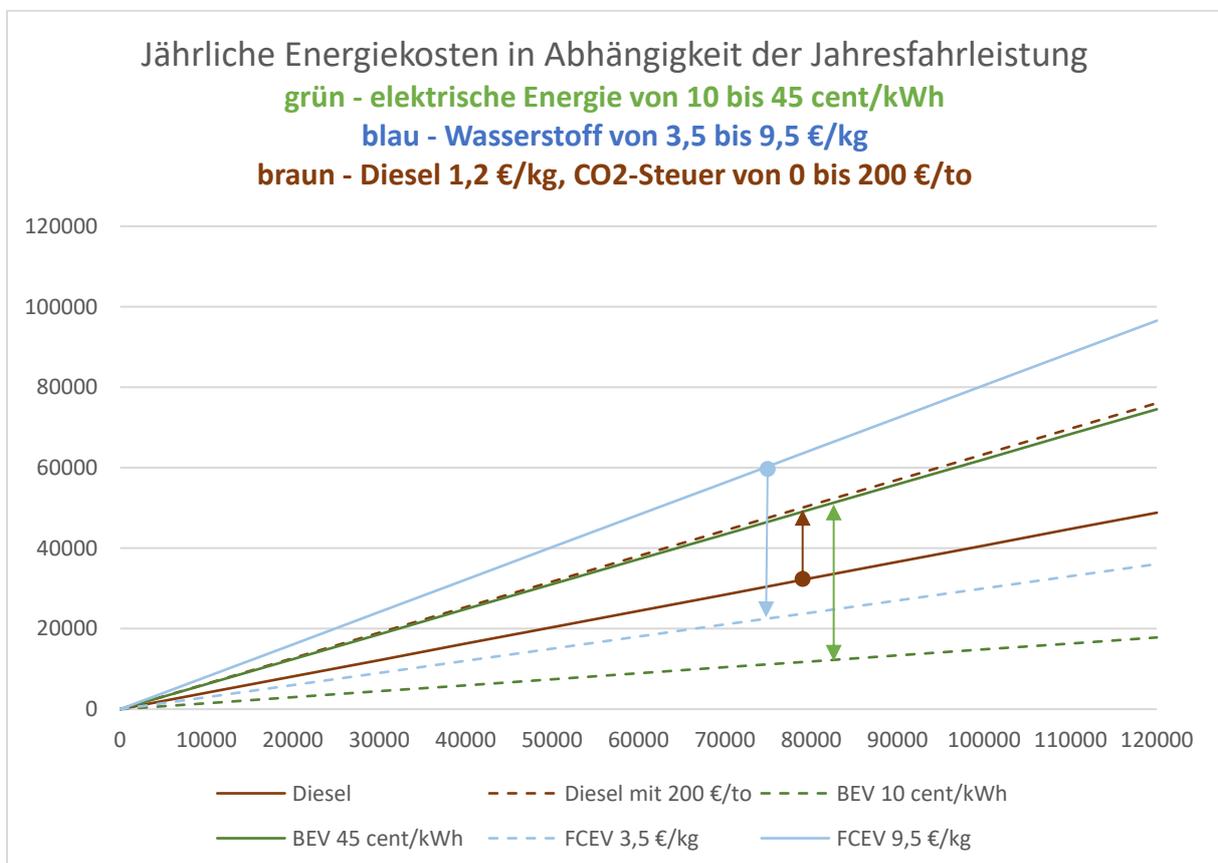


Abbildung 7: Energiekosten verschiedener Fahrzeug-Technologien; eigene Berechnungen

Welches Gesamtpaket in Zukunft besser abschneidet, hängt somit vom konkreten Anwendungsfall ab – aber auch von politischen Entscheidungen und den Einschätzungen und Strategien der Hersteller. Nachstehend eine Auflistung der Merkmale je Technologie, sowie der Versuch einer Einschätzung zur zukünftigen Anwendung.

#### Batteriefahrzeuge ~ 200 km Reichweite

- + (vor Ort) emissionsfreier Betrieb – Image / Marketing
- + perspektivisch CO<sub>2</sub>-neutraler Betrieb
- + keine Mautgebühren und Abgaben
- derzeit hohe Anschaffungskosten
- geringe Reichweite (200 km), zusätzliche Einschränkung bei tiefen Temperaturen möglich
- Nutzlast geringfügig eingeschränkt
- lange bis sehr lange Ladezeiten
- o Energiekosten bei betriebseigenen Ladestationen sehr niedrig; bei öffentlichen Stationen zum Teil hoch

Einschätzung: Die Technologie ist / wird attraktiv, wenn die geringe Reichweite ausreicht.

#### Batteriefahrzeuge ~ 400 km Reichweite

- + (vor Ort) emissionsfreier Betrieb – Image / Marketing
- + perspektivisch CO<sub>2</sub>-neutraler Betrieb
- + keine Mautgebühren und Abgaben
- derzeit sehr hohe Anschaffungskosten
- beschränkte Reichweite (400 km), zusätzliche Einschränkung bei tiefen Temperaturen möglich
- Nutzlast spürbar eingeschränkt
- lange bis sehr lange Ladezeiten
- o Energiekosten bei betriebseigenen Ladestationen sehr niedrig; bei öffentlichen Stationen zum Teil hoch

Einschätzung: Die Technologie ist / wird attraktiv, wenn der Nutzlastverlust unproblematisch ist und die Reichweite ausreicht und/oder das MW-Laden möglich.

#### Brennstoffzellenfahrzeuge

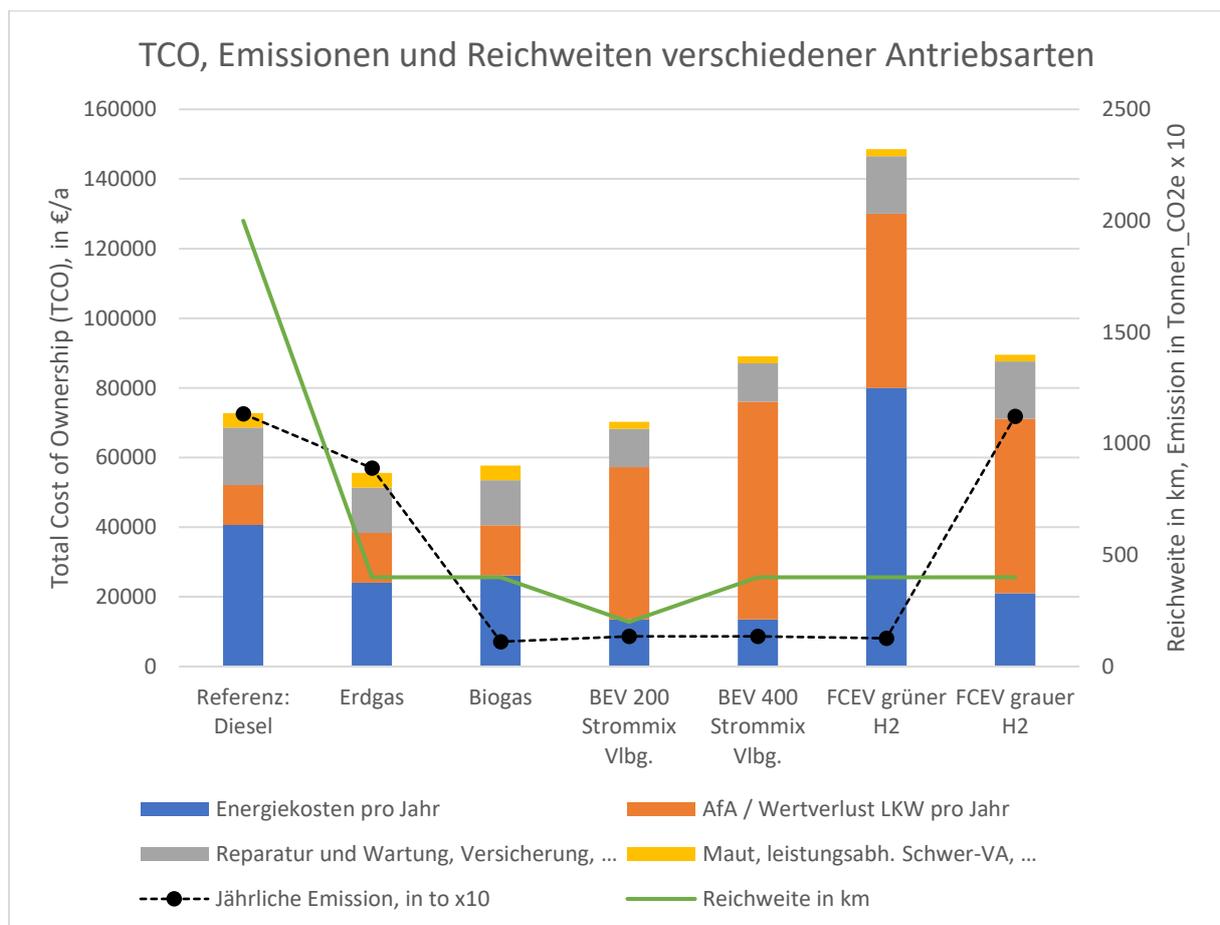
- + (vor Ort) emissionsfreier Betrieb – Image / Marketing
- + CO<sub>2</sub>-neutraler Betrieb
- + keine Mautgebühren und Abgaben
- derzeit sehr hohe Anschaffungskosten
- derzeit hohe Energiekosten

- (derzeit) beschränkte Reichweite (400 km)
- Nutzlast geringfügig eingeschränkt
- Primärenergiebedarf ~ 3x höher als beim Batteriefahrzeug

Einschätzung: Die Technologie wird für den Schwerlast-Fernverkehr vor allem dann attraktiv, wenn die Nutzlast relevant und/oder ein 24/7-Betrieb gefordert ist.

Wenn also auch für bestimmte Anwendungsfälle schon Technologien favorisiert werden können, ist eine allgemeine Prognose noch sehr schwierig. Es muss aber nicht sein, dass sich eine der beiden Technologien vollständig durchsetzt – gut möglich, dass in Zukunft beide Arten von Fahrzeugen auf unseren Straßen zu sehen sind.

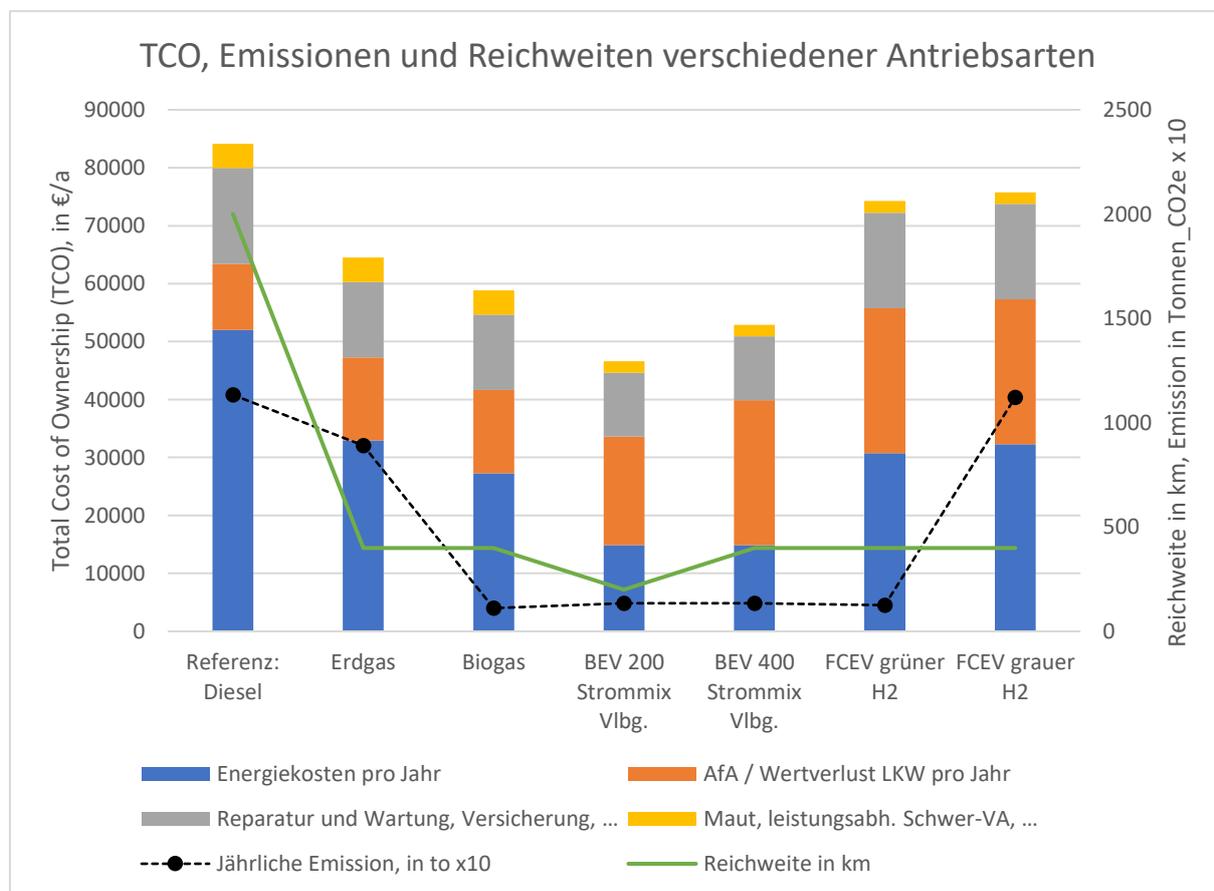
Die Firma Blum betreibt für die interne Werkslogistik derzeit 12 Fahrzeuge (zGG 40 Tonnen) mit einer Jahresfahrleistung von knapp 100.000 km. Der Autobahnanteil (und somit auch der Mauteffekt emissionsfreier Fahrzeuge) ist sehr gering. In den nachfolgenden Grafiken sind die aufgegliederten Gesamtkosten je Antriebsart sowie Reichweite und THG-Emissionen dargestellt.



**Abbildung 8: Gesamtkosten verschiedener Fahrzeug-Technologien am Beispiel der Firma Blum bei heutigen Preisen; eigene Berechnungen**

Aus heutiger Sicht bietet der Einsatz von gasbetriebenen Fahrzeugen die geringsten Gesamtkosten; die Verwendung von Biogas minimiert darüber hinaus die Emissionen. Die Reichweite von 400 km reicht aus; der Tankvorgang muss allerdings schnell vonstattengehen, da sich die Fahrzeuge teilweise im Dauerbetrieb befinden. Ein vergleichbares Batteriefahrzeug wäre nicht nur deutlich teurer, sondern aufgrund des Nachteils der langen Ladezeiten nicht verwendbar. Das Brennstoffzellenfahrzeug kann nicht punkten, weil die hohen Energiekosten (9,5 €/kgH<sub>2</sub>) nicht durch Maut-Ersparnisse kompensiert werden können.

Die Prognose für das Jahr 2030 enthält die erwarteten Reduktionen bei den Anschaffungskosten, deutlich reduzierte Kosten für grünen Wasserstoff und eine CO<sub>2</sub>-Steuer von 100 €/to. Die elektrisch betriebenen Fahrzeuge versprechen in diesem Fall die mit Abstand niedrigsten Kosten, weil die Energiekosten durch betriebseigene Ladestationen sehr gering sind. Voraussetzung für den praktischen Einsatz sind jedoch ausreichende Reichweiten und Schnellladesysteme, die das Aufladen der Batterien während der Be- und Entladezeiten ermöglichen. Auch Brennstoffzellenfahrzeuge wären hier bereits mit dieselbetriebenen Fahrzeugen konkurrenzfähig – die höheren Anschaffungskosten werden durch geringere Energiekosten (3,5 €/kgH<sub>2</sub>) kompensiert. Gegenüber Batteriefahrzeugen könnten Brennstoffzellenfahrzeuge jedoch nur bei deutlich höheren Kosten für die elektrische Energie (als bei der Benutzung von öffentlichen Ladestationen) punkten.



**Abbildung 9: Gesamtkosten verschiedener Fahrzeug-Technologien am Beispiel der Firma Blum, Szenario 2030; eigene Berechnungen**

### **3.3 Saisonale Speicherung**

Der erforderliche, massive Ausbau von erneuerbaren Energien führt zu großen Herausforderungen im Energieversorgungssystem. Zum einen stellen Wasserkraft, Wind und Sonne fluktuierende Energiequellen dar, die statistisch abgeschätzt, aber nicht geregelt werden können. Zum anderen nimmt der Winterstrombedarf durch die Sektorkopplung tendenziell noch zu, weil Raumwärme (Wärmepumpen) im Winter benötigt wird, und auch Elektrofahrzeuge im Winter mehr Energie benötigen. Sonne und Wasserkraft liefern den größeren Teil ihrer Ernte im Sommerhalbjahr, nur Windenergie ist (leicht) winterlastig. Regionen und Länder, die aufgrund der topografischen Situation mehr Sommer- als Winterstrom ernten können, sind auf Importe angewiesen, die zunehmend wertvoller werden. Die saisonale Speicherung von Energie wird deshalb als eines der wesentlichsten Anwendungsgebiete von Wasserstoff betrachtet: Überschüssige erneuerbare Energie wird im Sommer mittels Elektrolyse in Form von Wasserstoff gespeichert und im Winter mit Hilfe von Brennstoffzellen oder Wasserstoffturbinen rückverstromt.

Während sich die Umwandlungs-Technologien rasant entwickeln, stellt die technische Speicherung auch zukünftig einen relevanten Kostenfaktor dar. Mit Abstand am kostengünstigen ist diese Speicherung in Salzkavernen (die auch heute u.a. bereits als Erdgaslagerstätten dienen) möglich. Solche Salzkavernen stehen jedoch nur in einigen wenigen Regionen Europas in ausreichendem Maße zur Verfügung – die Zentralisierung der Energieumwandlungen würde das europäische Stromnetz massiv überlasten. Neben der Langfrist-Strategie eines europaweiten Wasserstoffnetzes können dezentrale Speicherungen durchaus eine Rolle spielen, allerdings nur unter günstigen Voraussetzungen:

- Ein einzelner Verbraucher oder ein Verbund von Verbrauchern kann lokal deutlich mehr erneuerbare Energie produzieren als er verbraucht
- Die Niedertemperatur-Abwärme bei Elektrolyse und Brennstoffzelle kann für Raumheizung und Warmwasser genutzt werden.
- Der erforderliche Raum für die Speicherung steht kostengünstig zur Verfügung.
- Die Referenzkosten für den Energiebezug lassen eine wirtschaftliche Umsetzung der saisonalen Speicherung zu.

In der Industrie wird keine der Voraussetzungen erfüllt, weshalb die saisonale Speicherung hier auch keine Anwendung finden wird.

## **4 Erneuerbare Energien in der Industrie**

Der Ausbau der Erneuerbaren ist in vollem Gange, zurecht: Fossile Kraftwerke müssen substituiert werden, die Sektorkopplung führt zu erhöhtem Strombedarf für Raumwärme und Mobilität, und auch der Wasserstoffbedarf der Industrie muss über erneuerbare Quellen erzeugt werden. Wenn auch Energiequellen wie Sonne und Wind scheinbar unerschöpflich

sind, die Potenziale sind beschränkt. Den (in Vorarlberg) sehr bescheidenen Möglichkeiten der Windenergie und dem noch möglichen Ausbau der Wasserkraft steht ein vergleichsweise großes theoretisches Photovoltaik-Potenzial gegenüber. Neben den Möglichkeiten auf Gebäuden stehen in gewissem Umfang zwar auch andere Bauwerke, wie Lärmschutzwände, Staumauern, Galerien u.ä. zur Auswahl; naheliegend und mit der größten Akzeptanz versehen ist es aber, möglichst viel des Potenzials auf Gebäuden zu nutzen. Wirtschaftlich spricht nichts dagegen: Die Preise für Großanlagen haben mittlerweile ein Niveau erreicht, das den Betrieb einer PV-Anlage zu einer hochprofitablen Investition macht – die auf die Kilowattstunde umgelegten Kapital-, Wartungs-, Reinigungs- und Reparaturkosten liegen bei rund 4 cent. Die Investition einer 1-MWp-Anlage führt somit zu einem jährlichen Überschuss von über € 50.000,- oder als Rendite ausgedrückt zu 14%.

Nachfolgende Aspekte sprechen in einzelnen Fällen vordergründig gegen die Errichtung von PV-Anlagen; die genauere Betrachtung lohnt sich aber jeweils:

- Statik: Lässt die Ausführung des Daches (neben der Schneelast) zusätzliches Gewicht zu? – Im Zweifelsfall prüfen lassen.
- Alter des Daches: Ist die Realisierung einer PV-Anlage sinnvoll, wenn in den nächsten Jahren eine Sanierung bevorsteht? – Prüfen: In der Regel ist der Ertrag so hoch, dass sich eine einmalige De- und Remontage lohnt.
- Sprechen viele Dachdurchdringungen und -aufbauten gegen eine wirtschaftliche Installation? – Nein, in den meisten Fällen ändert sich die Wirtschaftlichkeit nicht relevant.
- Brandrisiko: Mit der PV-Anlage ist wie bei jeder elektrischen Komponente eine Brandlast verbunden. – Ja, das Risiko ist gegeben und unbedingt zu beachten. Der Anteil von PV-Anlagen, die für einen Brand verantwortlich sind, ist mit einer Quote von 0,02% sehr gering [6]. Angesichts der guten Profitabilität liefert die Bewertung dieses Risikos oft grünes Licht. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Präventions- und Früherkennungs-Maßnahmen, die für Großanlagen beachtet werden sollten. Einen guten Leitfaden bietet die Broschüre der deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie „Brandschutzgerechte Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen.“

[https://www.dgs.de/fileadmin/bilder/Dokumente/PV-Brandschutz\\_DRUCK\\_24\\_02\\_2011.pdf](https://www.dgs.de/fileadmin/bilder/Dokumente/PV-Brandschutz_DRUCK_24_02_2011.pdf)

## 5 Quellen

- [1] McKinsey, Hydrogen Insight, Feb 2021
- [2] BloombergNEF, Hydrogen Economy Outlook, März 2020
- [3] Agora Energiewende, Klimaneutrales Deutschland, November 2020
- [4] Agora Energiewende, No-Regret-Hydrogen, Februar 2021
- [5] StratON, Fraunhofer IAO, Februar 2020
- [6] Forschungsinitiative Zukunft Bau, Simone Krüger et al., Systematische Untersuchung des Brandverhaltens und des Feuerwiderstandes von PV-Modulen einschließlich der Emissionen im Brandfall und Entwicklung eines Prüfverfahrens zum Einfluss von PV-Modulen auf die harte Bedachung, Stuttgart 2014

Wir bedanken uns für Mitwirkung und Auskünfte bei folgenden Unternehmen:

- Blum Beschläge
- Collini
- DAF
- Designwerk
- e-Force
- Enapter
- engie Kältetechnik
- Gebrüder Weiss
- Getzner Textil
- MAN
- Mawera Holzfeuerungsanlagen
- Ölz Meisterbäcker
- Rondo Ganahl
- Volvo