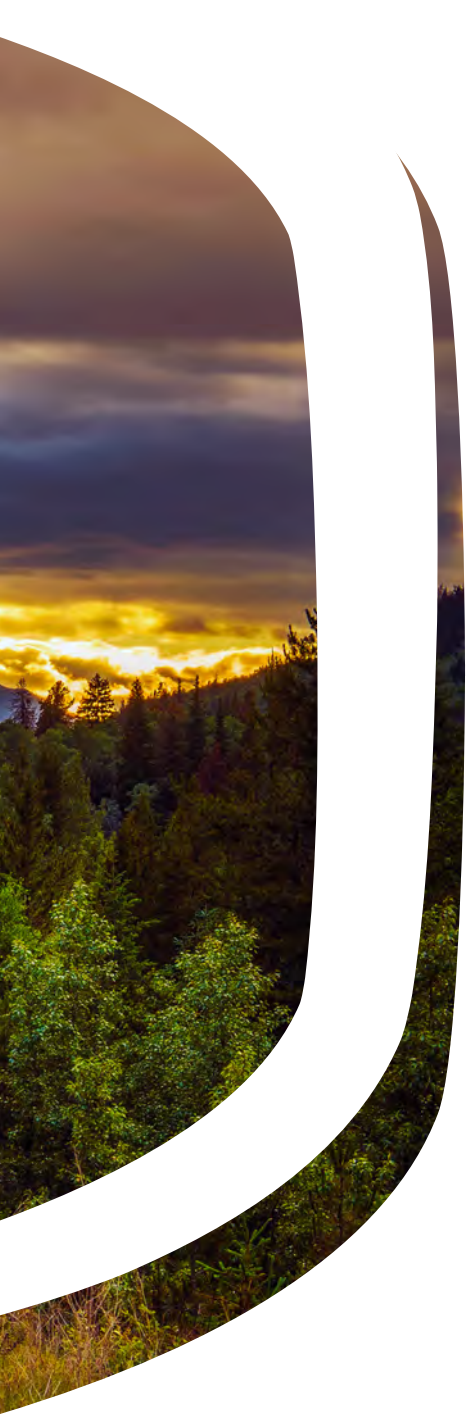
BEV oder FCEV?

Die komplementären Rollen von batterie- und brennstoffzellenelektrischen LKWs

Have you heard about the new normal?

Zero Emission. Full Power. Better Future.



Inhalt

1. Kurzfassung 4
2. Einleitung 8
3. Das Argument der Energieeffizienz 12
4. Erwägungen zum Antriebsstrang 14
5. Erwägungen zum Laden/Tanken 20
6. Erwägungen zur Energie 26
7. Komplementäre Rollen von BETs und FCETs 32
8. Referenzen 38
9. Disclaimer 39

Kurzfassung

Wir erleben einen gezielten Vorstoß in Richtung Dekarbonisierung, quer durch alle Branchen und Regionen. Dies wird im Straßenverkehrssektor sehr deutlich, wo wir einen raschen Anstieg bei der Einführung von Elektrofahrzeugen beobachten, insbesondere in den Segmenten Busse und PKW. Der Sektor der schweren Nutzfahrzeuge hingegen hinkt ein wenig hinterher, da die Umstellung auf effiziente, wettbewerbsfähige und zuverlässige emissionsfreie Alternativen eine große Herausforderung darstellt. Obwohl sie nur einen kleinen Teil aller in Betrieb befindlichen Fahrzeuge ausmachen, sind sie für einen viel höheren Anteil der Emissionen des gesamten Straßenverkehrs verantwortlich. Strenge Emissionsminderungsziele in Verbindung mit dem Druck der Endkunden, die Emissionen in ihrer gesamten Wertschöpfungskette zu berücksichtigen, geben nun den dringend benötigten Anstoß für die Transformation der Fahrzeuge in diesem Segment.

Batterieelektrische Lkw („Battery Electric Trucks“ - BETs) und brennstoffzellenelektrische Lkw („Fuel Cell Electric Trucks“ - FCETs) entwickeln sich zu den führenden Alternativen für emissionsfreie Technologien. Vor allem die batterieelektrische Technologie hat sich in Bereichen wie Transport und Energiespeicherung stark weiterentwickelt, was den BETs starken Rückenwind verleiht. Außerdem haben BETs einen klaren Vorteil gegenüber FCETs in Bezug auf die Energieeffizienz. Es ist schlichtweg effizienter, Strom direkt in einer Batterie zu speichern und dann für den Fahrzeugantrieb zu nutzen, als ihn zur Herstellung von Wasserstoff zu verwenden und dann in einer Brennstoffzelle Strom aus dem Wasserstoff zu erzeugen. Dies spiegelt sich auch in den Betriebskosten des Fahrzeugs wider, insbesondere bei den aktuellen Energie- und Wasserstoffpreisen.

BETs sind jedoch auch mit einigen Herausforderungen verbunden, die den anfänglichen Enthusiasmus der Endkunden, die zu den ersten Anwendern gehörten, gedämpft haben. So sind BETs in der Regel viel schwerer als entsprechende FCETs oder herkömmliche dieselbetriebene Lkw, vor allem wenn sie in Anwendungen eingesetzt werden sollen, die mehr Energie an Bord benötigen - sei es, um eine größere Reichweite pro Ladung zu erzielen oder um anspruchsvollere Fahrbedingungen zu bewältigen (z. B. Ladungsgewicht, Topografie oder extreme Wetterbedingungen). Dies erfordert, dass BETs viel größere und schwerere Batterien mitführen. Ferner ist es auch wichtig, die Komponenten und Lieferketten für BETs und FCETs zu berücksichtigen. In diesen Aspekten haben FCETs derzeit einen Vorteil, sowohl in Bezug auf geopolitische Erwägungen als auch auf langfristige Kostensenkungspotenziale, die zu einer nachhaltigen Skalierung der Technologielösungen beitragen können.

Eine weitere Herausforderung ist die Zeit, die für das Aufladen der BETs benötigt wird. Während bei der Schnellladung von Elektrofahrzeugen erhebliche Fortschritte erzielt werden, erfordern BETs eine Anpassung des Fahrerverhaltens und der Vorschriften, um das Aufladen des Lkw möglicherweise während der vorgeschriebenen Ruhezeit zu ermöglichen. Ferner sind erhebliche

Investitionen in die Infrastruktur und den Ausbau des Stromnetzes erforderlich, um das parallele Aufladen mehrerer BETs auch an abgelegenen Orten zu ermöglichen, zusätzlich zum Platzbedarf an Lkw-Haltestellen. Andererseits benötigen BETs in der Regel viel weniger Zeit zum Betanken der Lkw, vergleichbar mit konventionellen dieselbetriebenen Lkw. Zudem sind die Kosten für die Lade-/Betankungsinfrastruktur für diese Fahrzeuge von der Größenordnung abhängig.
Bei geringen Stückzahlen sind die Infrastrukturkosten für BETs viel niedriger als die Kosten für die Einrichtung selbst einer kleinen Wasserstofftankstelle („Hydrogen Refueling Station - HRS). Eine Wasserstofftankstelle hat jedoch den Vorteil, dass sie an einem Tag viel mehr Fahrzeuge betanken kann, was zu einer besseren Auslastung und Amortisierung führt. Mit anderen Worten: Bei einem größeren Einsatz fallen die Infrastrukturkosten zugunsten der BETs aus. Allerdings müssen die Zuverlässigkeit und Robustheit sowohl der Ladegeräte als auch der Wasserstoffbetankungsnetze standardisiert und verbessert werden, wenn die Technologien ausgereift sind.

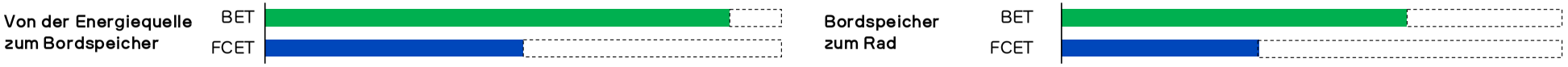
Neben den Erwägungen zum Antriebsstrang und zur Aufladung/Betankung von Fahrzeugen ist es auch wichtig, die energietechnische Dimension zu untersuchen. BETs haben zwar eine höhere Energieeffizienz, dennoch gibt es bestimmte Herausforderungen im Hinblick auf die Elektrizität. Derzeit ist der Strommix in vielen Teilen Europas und Nordamerikas recht kohlenstoffhaltig, sodass das Aufladen eines emissionsfreien Fahrzeugs mit solchem Strom die Auspuffemissionen einfach nach vorn verlagert. Daher ist es von entscheidender Bedeutung, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszubauen und Quellen wie Sonne, Wind, Wasser und Erdwärme zu nutzen. Selbst dann ist die aus diesen erneuerbaren Quellen erzeugte Elektrizität geografisch und zeitlich begrenzt und lässt sich nur schwer über größere Entfernungen zum Ort des Verbrauchs transportieren. Dagegen ist Wasserstoff ein vielversprechender Energieträger, da

er auf verschiedene Weise an Standorten mit günstiger Energiewirtschaft erzeugt und dann leichter zum Verbrauchsort transportiert werden kann. Er kann lokal aus Wind- oder Solaranlagen an Land erzeugt werden, um deren Auslastung außerhalb der Spitzenlastzeiten zu verbessern, dezentral in Abfall-zu-Wasserstoff-Anlagen oder an Standorten mit viel höherer Verfügbarkeit von Wind-/Solarenergie und über Pipelines oder Seeschiffe transportiert werden. Ferner dürften nachfrage- und angebotsseitige Faktoren in Verbindung mit den von verschiedenen Institutionen ausgehenden Impulsen dazu beitragen, die Kosten für Wasserstoff als Kraftstoff langfristig zu verringern, was auch eine Senkung der Betriebskosten von FCETs begünstigen würde.

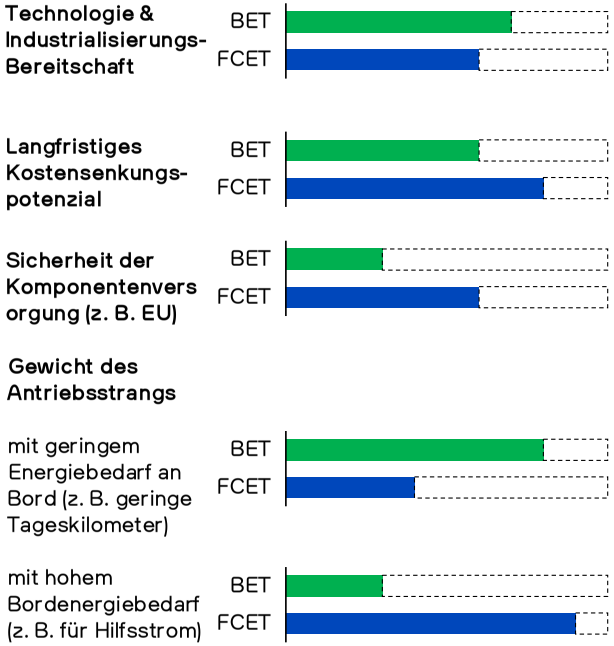
Unter Berücksichtigung all dieser Faktoren wird deutlich, dass die Dekarbonisierung des Sektors der schweren Nutzfahrzeuge keine „Entweder-oder-Entscheidung“ zwischen BETs und FCETs ist. Stattdessen ist es wichtig zu verstehen und zu akzeptieren, dass die beiden Technologien komplementäre Lösungen für Endkunden sind, die ihren Emissionsfußabdruck schnell senken wollen. Welche Technologie die bessere Alternative ist, hängt von den spezifischen Anwendungsfällen und Betriebsbedingungen der Fahrzeuge ab. Bei begrenzter Ladung und täglicher Reichweite wäre etwa ein BET die bevorzugte Lösung. Für den Einsatz im Schwerlast-Langstreckentransport hingegen könnten FCETs aus Systemsicht die optimalere Lösung sein. Es ist daher von entscheidender Bedeutung, die verschiedenen Dimensionen zusammen mit den Endkunden von Fall zu Fall zu betrachten. In Anbetracht der jeweiligen Herausforderungen, mit denen beide Technologien noch konfrontiert sind, wäre der Aufbau und die Orchestrierung eines Ökosystems aus starken Partnern wie Energieversorgern, Fahrzeugherstellern, Ausrüstungsanbietern, Logistikanbietern und Finanzinstituten von entscheidender Bedeutung, um ihre Einführung in großem Maßstab zu ermöglichen.

Eine Vielzahl von Faktoren muss berücksichtigt werden, und es gibt kein Patentrezept für die Dekarbonisierung von schweren Nutzfahrzeugen

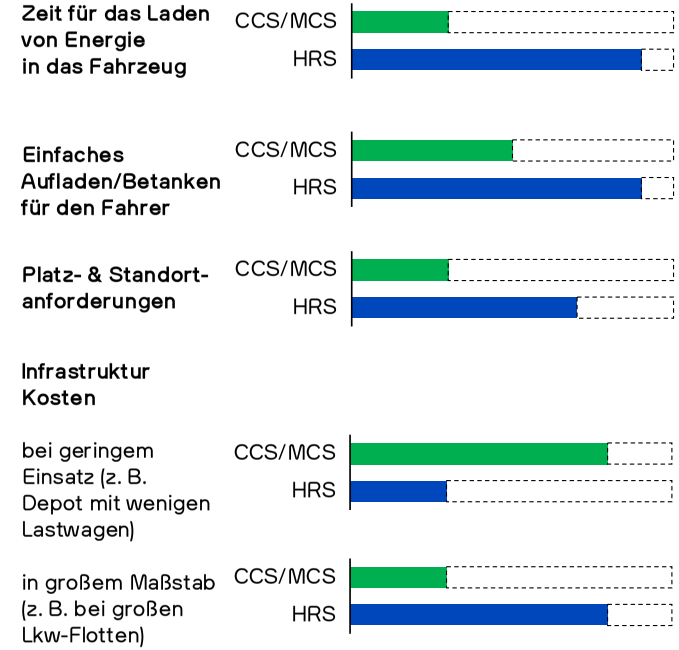
Energie-Effizienz



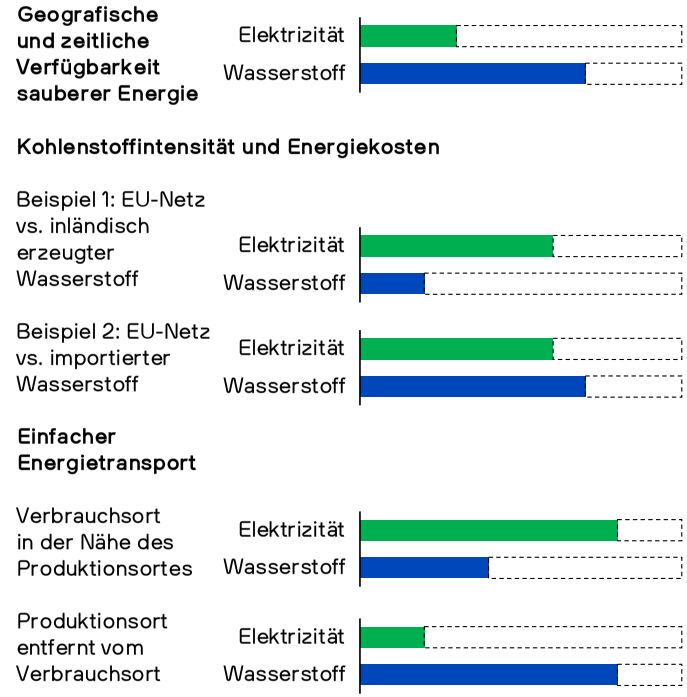
Ausprägung zum Fahrzeug-Antriebsstrang



Ausprägung zum Aufladen/Tanken



Energietechnische Ausprägungen



Legende:

Ausmaß, in dem die Alternative vorteilhaft ist oder Potenzial hat

BET = Batterieelektrischer Lkw
FCET = Brennstoffzellenelektrischer Lkw

CCS/MCS = Elektrisches Schnellladen
HRS = Wasserstoff-Tankstelle

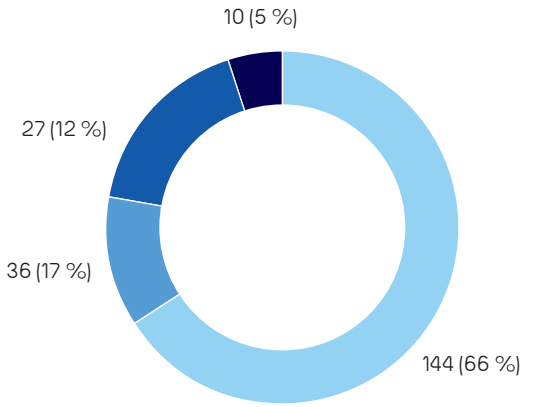
Einleitung

Schwere Nutzfahrzeuge (SNF)[1] sind Rückgrat der Weltwirtschaft und der Lieferketten. In den USA beispielsweise befördern Lkw mehr als 10,5 Milliarden Tonnen an Gütern und machen damit 70 % des Frachtaufkommens des Landes aus. Auch in Europa entfielen im Jahr 2021 77,8 % des EU-Straßengüterverkehrs in Tonnenkilometern und fast zwei Drittel in Fahrzeugkilometern auf Sattelzugmaschinen und Sattelauflieger. Jedes Jahr werden weltweit über 2 Millionen neue SNF verkauft[2]. Im Jahr 2020 machte dieses Fahrzeugsegment 12 % aller weltweit in Betrieb befindlichen Fahrzeuge aus. Nach Angaben der IEA waren sie jedoch im selben Jahr für ca. 1,2 Milliarden Tonnen CO_2-Emissionen weltweit verantwortlich. Dies entspricht 41 % der globalen Straßengüterverkehrsemissionen, die wiederum 9 % der globalen Treibhausgasemissionen im Jahr 2020 ausmachten.

Das Erreichen ambitionierter Klimaziele und die Verringerung der Kohlenstoffemissionen in allen Industriezweigen rücken zunehmend in den Mittelpunkt. Dies wird vor allem in Branchen mit hoher Schadstoffemission, einschließlich des Verkehrssektors, als kritisch angesehen. Die Unternehmen sind nicht nur bestrebt, ihre direkten

Treibhausgasemissionen von Nutzfahrzeugen

Anzahl der weltweit eingesetzten Fahrzeuge (2020, M Einheiten)



Globale Treibhausgasemissionen (2020, $MtCO_2$)

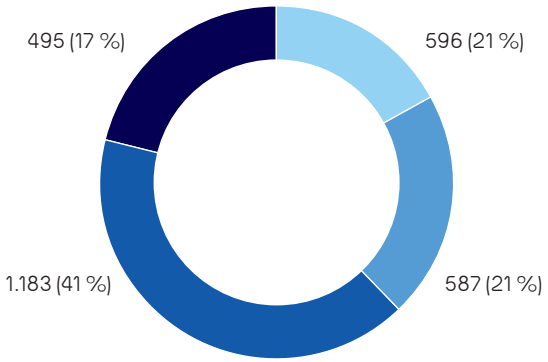


Abbildung 1

1. LKW mit einem zulässigen Gesamtgewicht von über 16 Tonnen.
2. Basierend auf Daten von S&P IHS Markit vom Mai 2022.

Emissionen (Scope 1 und Scope 2) zu reduzieren, sondern auch die indirekten Emissionen, die sich aus ihrer gesamten Wertschöpfungskette ergeben, einschließlich Scope 3[3]. Diese Unternehmen werden von der Gesellschaft im Allgemeinen, von Aufsichtsbehörden, Investoren und anderen Interessengruppen intensiv unter die Lupe genommen. Infolgedessen setzen sie die großen Flottenbetreiber weltweit unter Druck, den Übergang zu einer raschen Einführung von emissionsfreien Transportlösungen voranzutreiben.

Parallel zu diesen Trends führen die Regulierungsbehörden nicht nur Einfahrtbeschränkungen und

3. Greenhouse Gas (GHG) Protocol Corporate Standards unterteilen die Emissionen eines Unternehmens in drei Bereiche. Scope 1 bezieht sich auf direkte Emissionen aus eigenen oder kontrollierten Quellen. Scope 2 bezieht sich auf indirekte Emissionen aus der Erzeugung von zugekaufter Energie. Scope 3-Emissionen sind alle indirekten Emissionen, die nicht in Scope 2 enthalten sind und entlang der gesamten Wertschöpfungskette des berichtenden Unternehmens entstehen, einschließlich vorgelagerter Emissionen (z. B. entlang der Lieferkette) und nachgelagerter Emissionen (z. B. bei der Nutzung der Fahrzeuge).

Umweltzonen in den Städten, verbindliche Ausstiegsziele für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und andere Kohlenstoffsteuern ein, sondern schnüren gleichzeitig umfangreiche Anreiz- und Unterstützungspakete, um diesen Übergang zu beschleunigen. Dazu gehören auch Zielvorgaben für den Aufbau von Lieferketten für die Vorleistungen, die für die Herstellung solcher Fahrzeuge benötigt werden, sowie für die Infrastruktur zur Unterstützung ihrer Nutzung. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass wir dringend so früh wie möglich emissionsfreie Lkw benötigen, um Flottenbetreibern bei der Bewältigung dieses Übergangs zu helfen. Es ist jedoch wichtig anzuerkennen, dass SNF im Straßengüterverkehr angesichts der Bandbreite ihrer Anwendungen schwer zu dekarbonisieren sind. SNF können ein Gesamtgewicht von 15 bis über 65 Tonnen haben und werden unter einer Vielzahl von Betriebsbedingungen eingesetzt - vom städtischen/regionalen Verteilerverkehr über den Linien-/Langstreckenverkehr und Milkruns (regelmäßige Routen mit hoher Vorhersagbarkeit) bis zu unvorhersehbaren und wechselnden Routen[4]. Da es sich um kapitalintensive Güter handelt, haben Flottenbetreiber in der Regel hohe Anforderungen an die Betriebszeit solcher Fahrzeuge. Daher spielen Zuverlässigkeit, Leistung und Effizienz neben den Gesamtbetriebskosten eine wichtige Rolle. Emissionsfreie Transportlösungen für SNF müssen dazu beitragen, die CO_2-Bilanz zu verbessern, ohne diese betrieblichen Aspekte zu beeinträchtigen.

In den vergangenen Jahren wurden verschiedene Ideen erforscht, um diese Herausforderung zu bewältigen, darunter elektrische Antriebe, die Verwendung von synthetischen Kraftstoffen oder Wasserstoff in Verbrennungsmotoren und das dynamische Aufladen während der Fahrt über Oberleitungen oder entlang der Fahrbahn. Jede dieser Alternativen hat ihre eigenen Vorteile und damit verbundenen Herausforderungen. Langfristig gesehen sind elektrische Antriebe jedoch die stärksten Anwärter für die Dekarbonisierung von SNF.

Vor allem bei der Entwicklung von BETs werden erhebliche Fortschritte erzielt, die im Windschatten der raschen Elektrifizierung im Segment der leichten Personenkraftwagen entstehen. Batterieelektrische Fahrzeuge haben einige eindeutige Vorteile, die sie zu einer sehr attraktiven Lösung für viele Fahrzeugsegmente machen. Diese Vorteile, wie ihre Energieeffizienz, sind gut dokumentiert. Im Falle von SNF haben jedoch die harten und vielfältigen Betriebsbedingungen die Aufmerksamkeit auf einige ihrer Nachteile ge-

4. Die innerstädtische Verteilung umfasst Anwendungsfälle, insbesondere innerhalb von Städten, mit einer täglichen Fahrleistung von bis zu 150 km, während die regionale Verteilung Anwendungsfälle in Städten und umliegenden Vororten mit einer täglichen Fahrleistung von bis zu 300 km umfasst, wobei am Ende des Tages eine Rückkehr zum Depot erfolgt. Der Einsatz im Linienverkehr erfolgt in der Regel auf regelmäßigen und vorhersehbaren Strecken mit einer täglichen Fahrstrecke von bis zu 500 km. Langstrecken sind in der Regel länger, mit einer Tageskilometerleistung von mehr als 500 km in Ad-hoc-Umgebungen mit begrenzter Vorhersehbarkeit.

lenkt. Wie im Falle anderer Industriesektoren, die schwer zu dekarbonisieren sind, ist die Verwendung von Wasserstoff vielversprechend, um solche Anwendungsfälle durch den Einsatz von FCETs zu dekarbonisieren[5].

Es ist daher von entscheidender Bedeutung, die BET- und FCET-Antriebsstrang- und -Komponententechnologien und ihre jeweiligen Vorteile und Herausforderungen zu verstehen und zu bewerten. Gleichzeitig führen solche alternativen Antriebslösungen auch zu einer Abkehr von der bestehenden, allgegenwärtigen Infrastruktur für Dieselkraftstoff. Abgesehen von den höheren Anschaffungskosten ist ein Haupthindernis für die Einführung von BETs und FCETs das derzeitige Fehlen einer Infrastruktur zum Aufladen bzw. Betanken mit Wasserstoff. In Anbetracht des Fehlens einer solchen Infrastruktur zögern die Betreiber von SNF, solche Fahrzeuge zu kaufen und in ihren Fuhrpark aufzunehmen. Daher ist es nicht nur wichtig, die Fahrzeug- und Antriebstechnologie selbst zu untersuchen, sondern auch die Aussichten für die unterstützende Energieinfrastruktur. Die für die saubere Transportwirtschaft der Zukunft benötigten Antriebstechnologien befinden sich in verschiedenen Entwicklungsstadien und haben einen unterschiedlichen technologischen und industriellen Reifegrad. So machen die derzeit angekündigten Produktionsmengen von BETs und FCETs weniger als 5 % des weltweiten jährlichen Lkw-Absatzes aus. Infolgedessen gibt es viele Diskussionen über ihre Eignung für die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Energiesektors. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Whitepaper eine differenzierte Betrachtung der Feinheiten vorgenommen, die mit dem Einsatz von FCETs für emissionsfreie Lkw verbunden sind. Im Großen und Ganzen werden die Energie- und Fahrzeugantriebsaspekte von BETs und FCETs untersucht. Auf dieser Grundlage wird die Rolle von BETs und FCETs für eine rasche Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs diskutiert.

Faktoren, die die Einführung von emissionsfreien Nutzfahrzeugen begünstigen

Abbildung 2

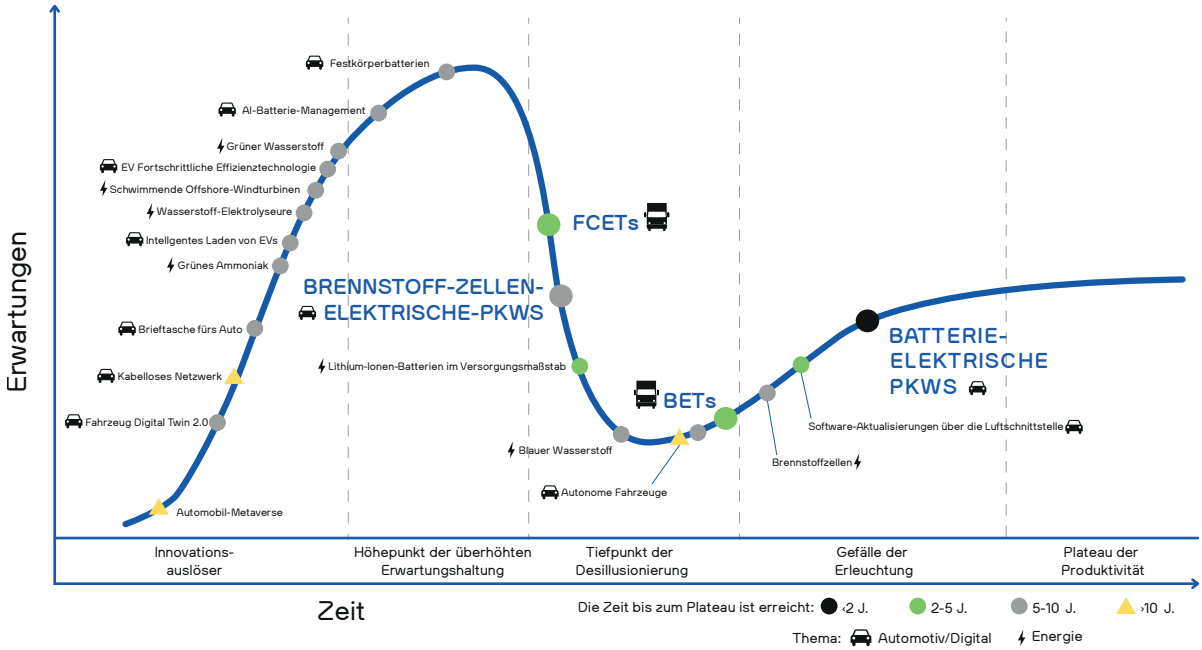
5 Wasserstoff kann auch in Verbrennungsmotoren verwendet werden. Die Energieeffizienz solcher Antriebe ist jedoch nur mit der von Dieselantrieben vergleichbar, und sie erfordern außerdem teure Abgasnachbehandlungssysteme, um die NOx-Emissionen zu reduzieren. Sie könnten jedoch in bestimmten Nischen eingesetzt werden, in denen ihr Vorteil des einfacheren Wärmemanagements des Antriebsstrangs zum Tragen kommen könnte.

Das Argument der Energieeffizienz

Ein unbestreitbarer und viel gepriesener Vorteil von BETs ist ihre Energieeffizienz. Ein batterieelektrischer Antriebsstrang hat den höchsten Wirkungsgrad bei der Umwandlung der zugeführten Energie in Energie am angetriebenen Rad. Bei BETs wird die Energie für den Betrieb des Fahrzeugs in Batterien gespeichert, wobei Lithium-Ionen-Batterien in absehbarer Zukunft die vorherrschende und etablierte Technologie sein werden. Diese elektrische Energie wird über die bordeigene Leistungselektronik, den Elektromotor und das Getriebe in mechanische Energie an den angetriebenen Rädern umgewandelt.

Andererseits wird die Energie für den Betrieb des Fahrzeugs in FCETs als Wasserstoff in komprimiertem gasförmigem oder flüssigem Zustand in Tanks gespeichert. In der Brennstoffzelle wird der Wasserstoff in die Anode eingespeist, während die Luft in die Kathode geleitet wird. Ein Katalysator an der Anode trennt die Wasserstoffmoleküle in Protonen und Elektronen, die getrennt zur Kathode fließen. Die Elektrizität entsteht durch die Elektronen, die durch den externen Stromkreis fließen. Diese elektrische Energie wird an den angetriebenen Rädern in mechanische Energie umgewandelt, wie es auch

Relative Technologie- und Industrietauglichkeit von BETs und FCETs



Inspiriert von den Hype-Zyklen von Gartner, Inc.
Abbildung 3

bei BETs der Fall ist. Zusätzlich haben FCETs auch eine Lithium-Ionen-Batterie an Bord, um den zusätzlichen Strombedarf zu decken, auch wenn diese viel kleiner ist als bei BETs.

Aus Sicht der „Tank-to-Wheel"-Effizienz (d. h. der Effizienz der Umwandlung der Energie aus dem Speicher in die am angetriebenen Rad verfügbare Energie) sind batterieelektrische Antriebe mit über 70 % der Energieeffizienz klar im Vorteil. Im Vergleich dazu haben Brennstoffzellenantriebe in der Regel einen Wirkungsgrad von über 40 %, während Verbrennungsmotoren weniger als 35 % erreichen. Eine andere Art der Betrachtung ist die Messung der Energiemenge (in kWh), die pro Kilometer verbraucht wird. In einer kürzlich durchgeführten Studie des International Council for Clean Transportation (ICCT) wurde errechnet, dass FCETs im Fernverkehr 10-12 % weniger Energie verbrauchen als dieselbetriebene Lkw, während BETs etwa 50 % weniger Energie verbrauchen als FCETs. In ähnlicher Weise wurde berechnet, dass FCETs im regionalen Lieferverkehr 20-24 % weniger Energie verbrauchen als Diesel-Lkws, aber auch hier benötigen BETs nur die Hälfte der Energie im Vergleich zu FCETs. Auch aus der Perspektive des „Well-to-Tank"-Ansatzes (d. h. der Effizienz von Energieerzeugung, -transport und -verteilung) ist es effizienter, die Energie direkt in einer Batterie zu speichern – dies hat einen Wirkungsgrad von etwa 85-90 %, wenn man die potenziellen Verluste bei der Übertragung und dem Laden der Fahrzeugbatterie berücksichtigt. Andererseits wird grüner Wasserstoff[6] durch Elektrolyse hergestellt, die bis zu 20 % Wirkungsgradverlust aufweisen kann. Der so erzeugte Wasserstoff muss für den Transport durch Schiffe oder Pipelines komprimiert/verflüssigt[7] und dann an der Tankstelle zur Verfügung gestellt werden. Dieser Prozess könnte nach Schätzungen des Hydrogen Council weitere 24 % Effizienzverluste verursachen. Die Entscheidung für den Einsatz emissionsfreier Fahrzeuge in Flotten wird jedoch nicht allein auf der Grundlage der Energieeffizienz der Fahrzeuge getroffen. Aus einer realen Perspektive ist es unzureichend und eindimensional, die Energiekosten oder die Effizienz isoliert zu betrachten, auch wenn man erwarten würde, dass die effizienteste Lösung auch die kostengünstigste ist. Die Herausforderung der Dekarbonisierung des SNF-Sektors muss auf einer Systemebene durch eine mehrdimensionale Linse betrachtet werden. Es ist notwendig, angebotsseitige Faktoren wie die Ausgereiftheit der Technologien, die Produktion und das Angebot von grüner Energie sowie die Verfügbarkeit von unterstützender Lade-/Tankinfrastruktur den nachfrageseitigen Faktoren wie den Kosten, der Betriebseffizienz und den Betriebszeitanforderungen der Verkehrsunternehmen gegenüberzustellen.

Schlüsseldimensionen für die Bewertung von BETs und FCETs

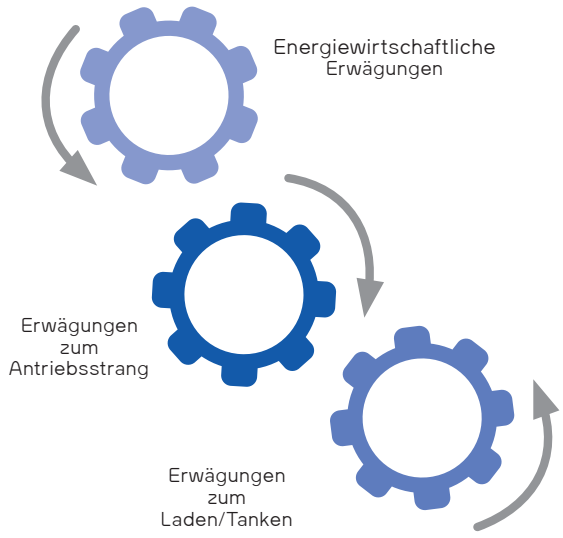


Abbildung 4

6. Je nach Herstellung wird Wasserstoff mit verschiedenen Farben gegenzeichnet. Grüner Wasserstoff wird ohne Treibhausgasemissionen hergestellt, in der Regel durch die Verwendung von sauberem Strom aus erneuerbaren Quellen wie Sonnen- oder Windenergie zur Elektrolyse von Wasser. Manchmal wird der mit Solarenergie erzeugte Wasserstoff auch als Gelb bezeichnet. Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung von Kernenergie, wobei der erzeugte Wasserstoff als rosa, violett oder rot bezeichnet wird. Die derzeit gängigste Methode der Wasserstofferzeugung ist jedoch die Methan-Dampfreformierung, die mit hohen Treibhausgasemissionen verbunden ist und als grauer Wasserstoff bezeichnet wird. Wird das bei diesem Verfahren emittierte Kohlendioxid aufgefangen und gespeichert, wird er als blauer Wasserstoff bezeichnet. Es ist jedoch zu beachten, dass blauer Wasserstoff nicht unbedingt kohlenstofffrei ist, da nicht der gesamte Kohlenstoff abgeschieden wird und Methanleckagen während der Produktion erheblich zur globalen Erwärmung beitragen können.
7. Wasserstoff kann auch in Derivate wie Ammoniak umgewandelt und transportiert werden. Dies wäre mit zusätzlichen Kosten und Effizienzverlusten verbunden, insbesondere wenn das Derivat wieder in gasförmigen oder flüssigen Wasserstoff umgewandelt werden muss. Dies ist jedoch für Endanwendungen sinnvoll, bei denen ein Bedarf an diesem Derivat besteht, z. B. in der Chemie- oder Düngemittelindustrie.

Erwägungen zum Antriebsstrang

Die größte Kostenkomponente bei einem BET ist die Batterie. Bei einem FCET hingegen sind die wichtigsten Kostenkomponenten derzeit die Brennstoffzellensysteme und Wasserstofftanks. Andere Komponenten wie E-Achsen, Elektronik und Motoren unterscheiden sich nur marginal zwischen BETs und FCETs. Daher konzentrieren wir uns in diesem Abschnitt auf die Technologie-, Lieferketten- und Kostenaspekte von Batterien und Brennstoffzellensystemen.

In den vergangenen zehn Jahren wurden große Fortschritte in der Batterietechnologie erzielt, insbesondere bei Pkw. Infolgedessen fließen erhebliche Investitionen in die Errichtung von Batterie-Gigafabriken auf der ganzen Welt, um die Nachfrage nach batterieelektrischen Pkw zu befriedigen. Trotz dieses Fortschritts ist es wichtig, die Batterietechnologie und die Lieferketten im Zusammenhang mit schweren Nutzfahrzeugen genau zu untersuchen. Jüngste Studien globaler Beratungsunternehmen deuten darauf hin, dass sich der zusätzliche Bedarf an Batterien für schwere Nutzfahrzeuge bis 2030 auf 275-300 GWh belaufen wird. Während in den vergangenen Jahren in Europa und Nordamerika zahlreiche Investitionen in Batterie-Gigafabriken getätigt und Ankündigungen gemacht wurden, werden nun auch die Herausforderungen bei deren Aufbau, Betrieb und Skalierung deutlich.

Lithium-Ionen-Batterien sind derzeit die vorherrschende Technologie in batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen, wobei vorwiegend zwei Kathodenmaterialien zum Einsatz kommen. Nickel-Mangan-Kobalt-Kathoden (NMC) haben in den vergangenen zehn Jahren rasante Fortschritte gemacht, wobei die Batteriehersteller bestrebt sind, den Kobaltanteil zu senken und den Nickelanteil zu erhöhen (um die Energiedichte zu steigern). In den vergangenen zwei Jahren hat die Volatilität der Materialpreise, insbesondere bei Batterien mit Nickel-Mangan-Kobalt-Kathoden (NMC), zu einem erneuten Interesse an vergleichsweise kostengünstigeren Kathodenmaterialien wie Lithium-Eisenphosphat-Kathoden (LFP) geführt. Im Vergleich zu NMC ist LFP eine ausgereiftere Technologie, obwohl sie vergleichsweise schwerer ist und eine geringere Energiedichte aufweist. LFP hat sich vorwiegend im Bussektor als Technologie etabliert und wird auch als Option für den Massenmarkt batterieelektrischer Personenkraftwagen, leichtere und schwere Nutzfahrzeuge mit geringeren Anforderungen an die Frachtbeförderung und Return-to-Base-Anwendungsfälle geprüft. Technologische Weiterentwicklungen, wie Chemikalien mit noch höherem Nickelgehalt, Siliziumanoden und Festkörperbatterien, werden als potenzielle Lösungen zur Erhöhung der Energiedichte und der Reichweite von BET angesehen.

Diese Technologien befinden sich jedoch noch im Anfangsstadium und sind noch nicht industriell ausgereift, sodass die Kosten in absehbarer Zukunft wahrscheinlich viel höher liegen werden.

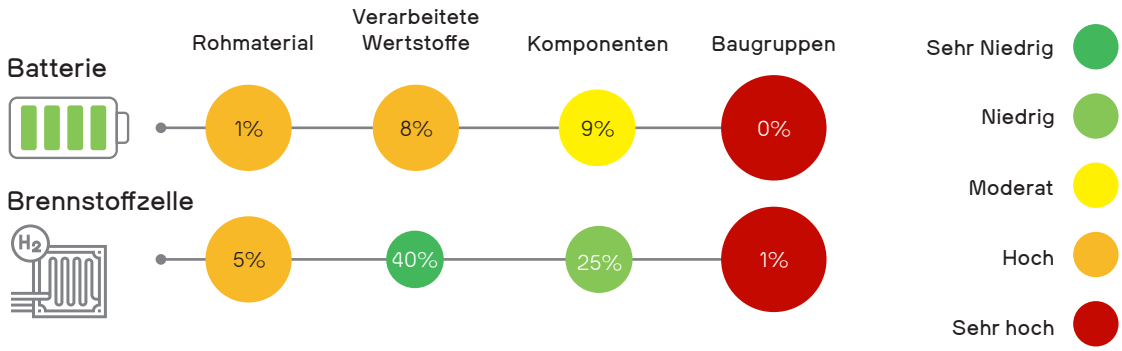
Trotz der Fortschritte bei den Batterietechnologien im Allgemeinen ist das Verständnis der Auswirkungen von Fahrzeuganwendungen auf Zellebene noch unzureichend. Infolgedessen wird viel mit fortschrittlicher Datenverarbeitung und künstlicher Intelligenz gearbeitet, um Batterien hinsichtlich ihres Lade- und Entladeverhaltens, ihres Gesundheitszustands („State-of-Health“ - SoH), ihrer Abnutzung während der Lebensdauer, ihres Restwerts und ihrer Recyclingfähigkeit besser modellieren und bewerten zu können.

Andererseits ist die Technologie für Brennstoffzellen und für die Wasserstofferzeugung schon seit Jahren verfügbar. Die Anpassung der Systeme an SNF-Anwendungen ist mit einigen technischen Herausforderungen verbunden, wie dem Management des Hochdruck-Wasserstoffgases (bei 700 oder sogar 1000 bar Druck) ohne Korrosion oder Lecks zur Senkung des Kraftstoffverbrauchs, der Gewährleistung von Robustheit und Sicherheit sowie der Gesamtleistung bei höheren Leistungswerten. Diese Probleme werden jedoch als überwindbar angesehen, da in der Automobilindustrie bereits ein breites Wissen über und eine große Vertrautheit mit Brennstoffzellenkomponenten besteht. Durch diese Fortschritte dürften der Wasserstoffverbrauch und die erforderlichen Wasserstofftankgrößen in Zukunft sinken.

Die größte Herausforderung für Brennstoffzellensysteme besteht nun darin, sie zu skalieren und die Kosten zu senken, was nur möglich ist, wenn die Verbreitung von Brennstoffzellenfahrzeugen zunimmt. Dies ist das sprichwörtliche Henne-Ei-Problem, wie es auch bei batterieelektrischen Fahrzeugen in den letzten Jahren der Fall war. Es wird erwartet, dass das technische Know-how und die Vertrautheit mit der Technologie dazu beitragen werden, die Kosten durch Skaleneffekte zu senken, wenn die Produktionslinien für große Stückzahlen eingerichtet und standardisiert werden. Am Beispiel von Brennstoffzellenbussen ist zu sehen, dass die Fahrzeugpreise dank technologischer und produktbezogener Innovationen heute nur noch ein Drittel dessen betragen, was sie vor einem Jahrzehnt waren. Führende Brennstoffzellenhersteller haben bereits die achte Generation von Brennstoffzellen auf den Markt gebracht, wobei die Kosten zwischen den aufeinanderfolgenden Generationen von Brennstoff-

zellenmodulen um über 30 % gesunken sind. Auch bei Wasserstoffspeichern und Brennstoffzellen-Elektroantrieben auf Systemebene sind Preissenkungen zu verzeichnen. Selbst bei einer Jahresproduktion von etwa 10.000 FCETs werden Kostensenkungen von über 60 % bei Brennstoffzellen erwartet. Dies entspräche den Zielvorgaben des US-Energieministeriums, das bei einer Jahresproduktion von 150.000 Systemen pro Jahr weniger als 100 US-Dollar/kW erreichen will. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird erwartet, dass ein FCET innerhalb der nächsten Jahre die Kostenparität mit einem BET erreichen wird.

Identifizierte Versorgungsrisiken für die EU und EU-Anteile an der Produktion



Quelle: European Commission, Joint Research Centre: „Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU - A Foresight Study"
Abbildung 5

Ebenso würde, wie bereits erwähnt, eine größere Produktion von BETs eine entsprechende Skalierung der Batterieproduktion nach sich ziehen. Eine direkte Auswirkung der großangelegten Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien wäre die Versorgung mit Rohstoffen zur Deckung der daraus entstehenden Nachfrage. Ob Lithium, Nickel oder Kobalt, der Prozess der Identifizierung von Standorten, des Baus neuer Minen und der Steigerung ihrer Produktionsleistung kann viele Jahre dauern. Die derzeitigen Investitionen in diesem Sektor sind jedoch rückständig.

Infolgedessen dürften mittelfristige Engpässe zu einem Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage führen[8]. Branchenexperten betonen insbesondere, dass Lithium zwischen 2025 und 2035 wahrscheinlich der kritischste Rohstoff sein wird, da die technologischen Möglichkeiten für einen Ersatz begrenzt sind, die derzeitigen Recyclingtechnologien nur begrenzte Rückgewinnungsraten aufweisen und die Erschließung neuer Lithiumminen bis zu zehn Jahre dauert. Die Engpässe bei der Lithiumversorgung machen sich bereits in Preissteigerungen für das Material bemerkbar. Prognosen von Bloomberg New Energy Finance für 2022 deuten darauf hin, dass die Batteriepreise in diesem Jahr aufgrund steigender Rohstoff- und Komponentenkosten zum ersten Mal seit 2010 wieder ansteigen könnten. Es liegt jedoch auf der Hand, dass die Batteriepreise langfristig auf jeden Fall sinken werden, da die Lieferketten ausgebaut werden.

Gleichzeitig ist es auch wichtig, die geopolitischen Risiken in den Lieferketten für Lithium-Ionen-Batterien abzuschätzen. In einer aktuellen EU-Foresight-Studie wurden die Risiken in den Lieferketten für Batterien und Brennstoffzellen bewertet. Die Lieferketten für Batterien sind derzeit stark auf Fernostasien konzentriert, wobei sowohl Europa als auch Nordamerika versuchen, strategisch wichtige Teile der Wertschöpfungsketten zu lokalisieren. In Anbetracht der Tatsache, dass die vor- und nachgelagerte Verarbeitung derzeit stark von asiatischen Akteuren dominiert wird, wird eine strategische Unabhängigkeit als notwendig erachtet. Es wird jedoch noch einige Zeit dauern, bis diese auch erreicht werden kann. Mit der Zeit werden diezukünftig geförderten Metalle jedoch nicht billig sein, da die Erschließung der Ressourcen aufgrund geringerer Erzgehalte und -tiefen sowie strengerer Vorschriften immer komplizierter werden dürfte. Es wird erwartet, dass das Recycling von Batterien zumindest einen Teil der Metallversorgungskrise lindern kann, aber diese Technologien befinden sich noch in einer frühen Phase der Industrialisierung und es gibt nur begrenzte Erfahrungen und Kenntnisse über die Leistung von Batterien, die mit recycelten Materialien hergestellt wurden.

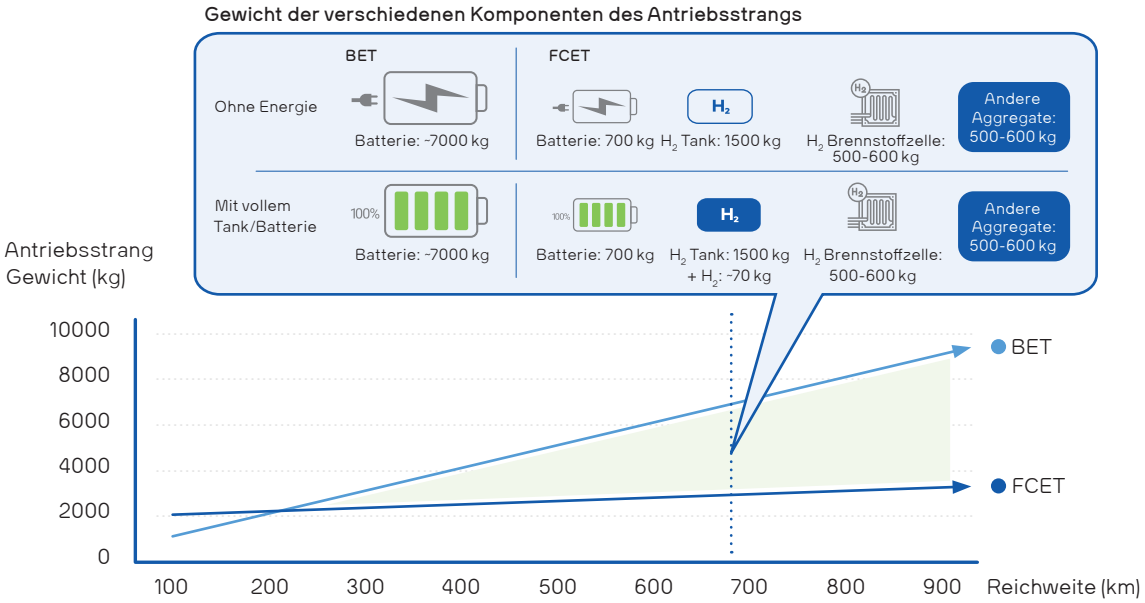
Im Vergleich dazu sind FCETs weniger abhängig von seltenen oder begrenzten Metallen und Rohstoffen. Stattdessen werden diese Systeme hauptsächlich aus Teilen aus Kohlenstoff, Stahl und Aluminium hergestellt. Außerdem wird für die Herstellung von Brennstoffzellen-Antriebssträngen nur ein kleiner Teil der Materialien benötigt, die für batterieelektrische Antriebsstränge benötigt werden, was den OEMs mehr Sicherheit in Bezug auf Preisschwankungen gibt. Je nach Antriebsstrang und Fahrzeug kann der Materialbedarf in einem FCET 15-20 % des entsprechenden Bedarfs in einem BET betragen. Protonen-Austausch-Membran-Brennstoffzellen (PEM) sind derzeit die vorherrschende Technologie im Automobilbereich. Bei diesen wird Platin als Katalysator verwendet, und es ist nicht zu erwarten, dass es in absehbarer Zeit zu Engpässen bei diesem teuren Metall kommen wird, selbst wenn die Brennstoffzellenproduktion hochgefahren wird. Gleichzeitig weisen Brennstoffzellen einen sehr hohen Grad an Wiederverwendbarkeit und Recycelbarkeit auf. Da das Platin in der

Brennstoffzelle nicht in einer Weise reagiert, die seine Rückgewinnung oder Wiederverwendung erschwert, ist es viel einfacher, sie am Ende ihres Lebenszyklus zu recyceln. So kann etwa das Platin, das in den Katalysatoren von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren verwendet wird, bereits heute problemlos recycelt werden.

Ein weiterer großer Vorteil von FCETs gegenüber BETs ist das Gewicht des Antriebsstrangs. FCET-Antriebsstränge haben ein ähnliches Gewicht wie die Antriebsstränge in herkömmlichen Diesel-Lkw. Andererseits wiegt der Antriebsstrang eines 44 Tonnen schweren BET in der Regel mehr als doppelt so viel wie ein entsprechender FCET-Antriebsstrang für Langstreckenanwendungen, die eine Reichweite von 700 km erfordern. Dies liegt daran, dass die Größe der Batterie direkt proportional zum Leistungsbedarf des Fahrzeugs ist. Selbst bei einer Fern-

8. Natrium-Ionen-Batterien befinden sich noch im Anfangsstadium der Entwicklung, könnten aber möglicherweise eine Rolle bei Anwendungen wie Energiespeichern spielen. Allerdings verfügen sie nicht über die Energiedichte und Leistung, die für wesentlich anspruchsvollere SNF-Anwendungen erforderlich sind. Andere untersuchte und entwickelte Alternativen, wie Metall-Luft-Batterien, sind noch weiter davon entfernt, technologisch ausgereift zu sein.

Variation der BET- und FCET-Antriebsgewichte für eine 44-Tonnen-Sattelzugmaschine mit zunehmender Reichweite bei einmaliger Aufladung/Betankung



Annahme: Energieverbrauch von of 160 kWh/100km, FCET-Pufferbatteriegröße von 110 kWh, 240 kW fuel cells, Batteriegewicht von ~6.3kg/kWh

Abbildung 6

verkehrsanwendung mit einer erforderlichen Reichweite von 400 km dürfte eine BET-Batterie 1,5 mal so viel wiegen wie ein entsprechender FCET-Antriebsstrang. Auf der Grundlage dieser Annahmen zeigt eine Sensitivitätsanalyse, dass ein FCET-Antriebsstrang für ein 44-Tonnen-SNF mit Reichweiten über 200 km leichter ist als eine BET-Batterie. Dies ist besonders kritisch bei Fernverkehrs-Lkw in den USA, die häufig eine tägliche Fahrleistung von über 965 Kilometer[9] aufweisen.

Schwerere Batterien in BETs sind mit gewissen Nachteilen verbunden, da dieses Gewicht zusätzlich zur Ladung vom Fahrzeug getragen werden muss. Und anders als bei Diesel-Lkws oder FCETs, bei denen der Kraftstoff während der Fahrt verbraucht wird, hat der Ladezustand der Batterie keinen nennenswerten Einfluss auf das Batteriegewicht. Wenn die Anforderungen an die Reichweite steigen, wird es ineffizient, auch viel größere und schwerere Batterien im Fahrzeug zu transportieren.

Dies kann zu Kompromissen bei der Nutzlast und dem für die Ladung verfügbaren Platz führen. Es mag den Transport von leichteren oder voluminösen Gütern nicht ernsthaft behindern, ist aber besonders relevant für Schwerlasttransporte mit voller Ladung. Im Schwerlastverkehr, wo jedes Kilogramm Gewicht für die Einnahmen und Gewinnspannen der Transportunternehmen zählt, wird zusätzliches Gewicht des Antriebsstrangs immer noch sehr kritisch gesehen.

Es ist auch zu beachten, dass einige Anwendungen einen zusätzlichen Energiebedarf haben. So benötigt etwa ein 44-Tonnen-Lkw mit Kühlauflieger allein für die Kühlung der Ladung jede Stunde 20 kWh Energie. Für einen BET mit einer täglichen Reichweite von 400 bis 500 km und einer begrenzten Zeit zum Aufladen bedeutet dies einen erheblichen zusätzlichen Bedarf. Bei einem BET mit etwa 500 kWh nutzbarer Batteriekapazität würden etwa 200 kWh Energie allein für die Kühlung verbraucht werden. Dies würde die Reichweite schmälern, die zwischen den einzelnen Ladevorgängen erzielt werden kann. Auch die Topografie und die Fahrbedingungen haben einen Einfluss auf den Energiebedarf. Wenn etwa ein voll beladener Lkw bei tiefen Temperaturen und Gegenwind bergauf fahren muss, kann die batterieelektrische Reichweite auf etwa 50 % sinken. Bei einem Brennstoffzellen-Lkw wäre die entsprechende Verringerung der Reichweite wesentlich geringer. Der Einbau größerer Batterien würde zwar die an Bord verfügbare Energie erhöhen, aber dies würde wiederum zu zusätzlichem Batteriegewicht, Kosten und Ladezeitbedarf führen. In einigen Fällen, wie in Europa, werden zusätzliche Zulagen für die Fahrzeuglänge und das Gewicht der Zugmaschine für emissionsfreie Lkw in Erwägung gezogen, die möglicherweise dazu beitragen können, diesen Nachteil zu mildern. Auch wenn dies die möglichen Auswirkungen auf den Laderaum oder das Gewicht etwas abmildern kann, muss das zusätzliche Gewicht der Batterien immer noch vom Lkw transportiert werden.

Auf der anderen Seite sind diese Herausforderungen im Falle von FCETs viel weniger gravierend. Zusätzlicher Energie- oder Reichweitenbedarf kann durch die Speicherung von mehr Wasserstoff an Bord gedeckt werden. Zwar können für zusätzliche Wasserstofftanks Kosten anfallen, doch sind diese viel geringer als die Kosten für zusätzliche Batteriekapazität an Bord. Dieser Vorteil wird noch deutlicher, wenn man die Zeit betrachtet, die für das Laden von Energie in das Fahrzeug benötigt wird.

9. Die tägliche Fahrleistung ist in Europa vergleichsweise geringer, da es strengere Beschränkungen für die Lenkzeiten der Fahrer und die zulässigen Höchstgeschwindigkeiten gibt.

Erwägungen zum elektrischen Laden/Tanken von H_2

Angesichts der hohen Anforderungen der Flottenbetreiber an die Betriebszeit ist es wichtig, dass emissionsfreie SNF so schnell wie möglich mit Energie nachgeladen werden können. Bei BETs ist dies die Zeit, die für das Aufladen der Batterie benötigt wird, bei FCETs ist es die Zeit, die für das Auffüllen des Wasserstofftanks benötigt wird. Derzeit kann ein Wasserstofftank je nach Kapazität in etwa 20-30 Minuten mit gasförmigem Wasserstoff bei einem Druck von 700 bar befüllt werden, sodass der FCET eine reale Reichweite von 600 bis 700 km hat. Mit technischen Verbesserungen könnte die Betankungszeit in Zukunft auf 10-15 Minuten sinken, was mit der Betankungszeit herkömmlicher dieselbetriebener LKW vergleichbar ist. Dies verschafft den FCETs einen erheblichen Vorteil.

Im Falle von BETs müssen je nach Leistungsabgabe der Ladegeräte verschiedene Ladekonzepte in Betracht gezogen werden. In Anwendungsfällen, in denen die Lkw zum Depot zurückkehren, wie im städtischen oder regionalen Verteilerverkehr, wären Ladestationen für die Nacht an den Knotenpunkten der Flotte erforderlich. Für Anwendungen auf längeren Strecken, wie im Linien- oder Fernverkehr, werden Ladestationen entlang der öffentlichen Straßen benötigt. Dazu gehören Nachtladegeräte an Autobahnraststätten. Diese Ladegeräte haben in der Regel eine vergleichsweise geringere Leistung und können die Batterie mit einer Reichweite von etwa 400 km in 8 Stunden aufladen, d. h. mit etwa 50 km Reichweite pro Stunde Ladezeit.

Wie bereits erwähnt, können BETs aus Kosten- und Gewichtsgründen keine Batterien mitführen, die groß genug sind, um mit einer einzigen Ladung längere Strecken am Tag zurücklegen zu können. Da die derzeitigen europäischen Vorschriften vorschreiben, dass Lkw-Fahrer alle vier Stunden eine 45-minütige Pause einle-

Vergleich der BET-Ladezeiten und der FCET-Betankungszeiten

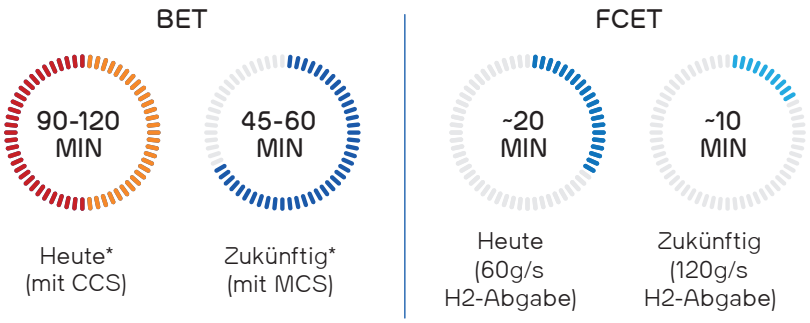


Abbildung 7

gen müssen, muss der HDT mindestens so viel Energie mitführen, dass er in dieser Zeit fahren und während der Pause wieder aufgeladen werden kann. Um diesen Bedarf zu decken, sind an Autobahnraststätten auch Ladegeräte mit höherer Leistung erforderlich. Derzeit können diese Ladegeräte 300-350 kW Leistung nach dem CCS-Standard (Combined Charging System) liefern. Parallel dazu arbeiten Lkw- und Bushersteller gemeinsam an der Entwicklung des Megawatt-Ladesystems (MCS), das eine Ladeleistung von über 800 kW ermöglichen soll[10]. Es wird erwartet, dass dies nach 2025 zum Industriestandard wird. Im EU-Masterplan für das Laden von Elektrofahrzeugen wird dargelegt, wie viele öffentliche und private Ladestationen in Europa erforderlich sind, um durch den Einsatz von BETs eine 30-prozentige Verringerung der CO_2-Emissionen bei SNF zu erreichen. Dies zeigt, dass zur Förderung der BET-Einführung ein erheblicher Ausbau der Ladeinfrastruktur erforderlich ist.

Trotz dieser superschnellen Ladestandards behalten die FCETs ihren komparativen Vorteil bei der Betankungszeit. Eine kürzlich in den USA durchgeführte Studie ergab, dass ein BET auf einer Überlandfahrt aufgrund der längeren Aufladezeit und der geringeren Reichweite pro Ladung häufiger anhalten und an jedem Halt länger verweilen muss. Infolgedessen könnte ein FCET für die gleiche Strecke bis zu 35 % weniger Zeit benötigen. Selbst längerfristig gesehen, wenn sich vollautonome Lkw durchsetzen, wären keine Wartungspausen oder vorgeschriebenen Ruhezeiten für die Fahrer erforderlich, was zu einer höheren Tagesfahrleistung führen würde. Auch in solchen Fällen werden die FCET an Attraktivität gewinnen, da sie weniger Zwischenstopps benötigen und schneller aufgetankt werden können.

Theoretisch könnte die Kombination schnellerer Ladegeschwindigkeiten mit der vorgeschriebenen Pausenzeit eine Lösung für das Aufladen von BETs darstellen. In der Praxis könnte dies jedoch schwer zu erreichen sein. Ein Lkw, der an einer Autobahnraststätte ankommt, muss in der Lage sein, genau zum Zeitpunkt seiner Ankunft einen Parkplatz mit einer funktionierenden Ladestation

10. Die Auswirkungen solcher Schnellladungen auf Batterien sind derzeit noch nicht ausreichend untersucht. Die Erfahrung mit Pkw und Verbrauchergeräten zeigt, dass häufiges Schnellladen zu einer schnellen Verschlechterung des SoH-Wertes der Batterie führt. Dies kann die Lebensdauer der Batterie sowie den Restwert der Batterie und des Fahrzeugs am Ende der Nutzungsdauer erheblich beeinträchtigen. Dies führt auch zu erheblicher Komplexität und Unsicherheit in der Fähigkeit der OEMs und ihrer Partner, Finanzpakete für Kunden zu schnüren, die emissionsfreie Fahrzeuge mieten, leasen oder abonnieren wollen, da es derzeit keine Modelle gibt, die bei der Bewertung und Berechnung dieser Auswirkungen helfen.

vorzufinden, damit dieser Ansatz reibungslos funktioniert. Neben der Ladestationsdichte und -verfügbarkeit muss auch die Qualität und Zuverlässigkeit der Ladegeräte sichergestellt werden, wobei aus den Kinderkrankheiten, die derzeit beim Aufbau des Pkw-Ladenetzes auftreten, gelernt werden muss. Ferner ist die Kundenakzeptanz solcher Betriebskonzepte im SNF-Sektor noch unerprobt und nicht bewiesen. So haben etwa die Fahrergewerkschaften in Europa Bedenken geäußert und fordern eine Klärung der Frage, ob die Fahrer den Ladevorgang ihrer BETs verfolgen müssen, da dieser streng genommen als Arbeitszeit und nicht als Ruhezeit zu betrachten ist.

Ferner gibt es zwei Faktoren, die berücksichtigt werden müssen. Der Erste ist die Anzahl der benötigten Ladestationen. Am Beispiel Nordamerikas zeigen Schätzungen der US Clean Air Task Force, dass aufgrund der längeren Ladezeiten von BETs bei einer reinen Umstellung aller SNF auf BETs mehr als achtmal so viele Standorte für das Schnellladen benötigt würden als die Anzahl der Wasserstofftankstellen für ein vollständiges FCET-Netz. Außerdem verfügen nicht alle Autobahnraststätten über das Platzangebot, um mehrere BETs gleichzeitig zu parken und zu laden. Auch in Europa könnten nach Schätzungen einiger Experten 3-4 MCS-800-kW-Ladegeräte pro Autobahnraststätte[11] für den Einsatz von BETs ausreichen, doch sind an vielen dieser Raststätten weder Netzanschlüsse noch Platz für die Fahrzeuge vorhanden. Außerdem werden mehrere Parkplätze für Fahrzeuge benötigt, die auf die nächste verfügbare Lademöglichkeit warten.

Der zweite Faktor, der berücksichtigt werden muss, sind die Auswirkungen der BET-Ladegeräte auf die Stromnetze. Es ist bekannt, dass die Netze derzeit nicht in der Lage sind, die schiere Menge an Strom zu bewältigen, die für die gleichzeitige Schnellladung mehrerer batteriebetriebener Lkw erforderlich ist. Würden beispielsweise zwanzig BETs gleichzeitig 1-MW-MCS-Ladegeräte an einer Autobahnraststätte nutzen, wäre die Nachfrage größer als der Strombedarf einer Stadt mit etwa 25.000 Einwohnern. Aus Sicht der Netzbetreiber ist MCS nicht an allen Standorten möglich, da für einen großflächigen Einsatz von BETs ein erheblicher Netzausbau erforderlich

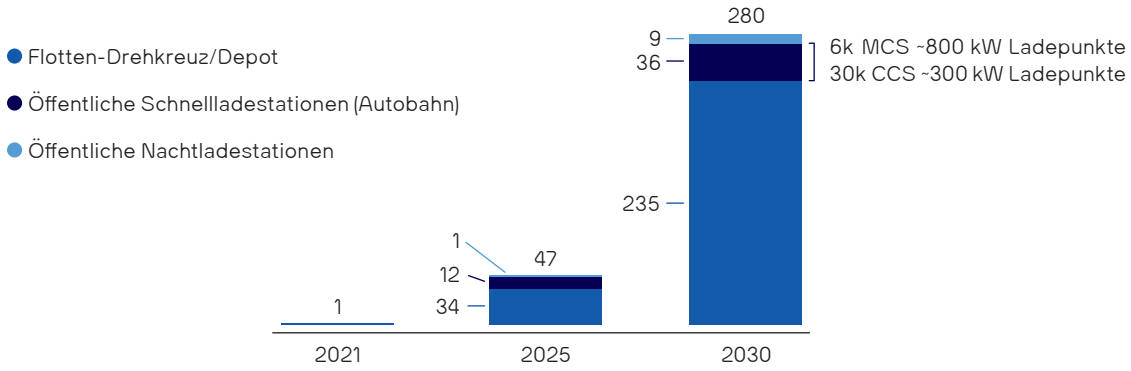
11. Zusätzlich zu den Nachtladegeräten mit geringerer Leistung.

wäre. Mit anderen Worten: Die regionale Netzübertragung einschließlich der Verkabelung und der Kapazitäten in den Umspannwerken muss aufgerüstet werden, um diese Anforderungen zu erfüllen, selbst an relativ abgelegenen Standorten entlang von Autobahnen. Werden diese Aufrüstungen nicht in Angriff genommen, besteht die Gefahr von Stromausfällen aufgrund eines Zusammenbruchs des Netzes. Bereits heute haben, insbesondere in den USA, Netzbetreiber und Stromlieferanten Schwierigkeiten, die Nachfrage zu bewältigen, die sich aus der Einführung kleiner Flotten kommerzieller Elektrofahrzeuge auf den Betriebshöfen ergibt[12]. In einem Land wie Deutschland kann das Aufrüstungs- und Genehmigungsverfahren für einen Hochspannungsanschluss an das Netz nach aktuellen Schätzungen aufgrund administrativer und bürokratischer Hürden bis zu zehn Jahre dauern. Eine kürzlich durchgeführte Studie schätzt, dass auch in den USA der Bau eines Netzanschlusses, der mehr als 5 MW bewältigen kann, bis zu acht Jahre dauern kann und zweistellige Millionenbeträge kosten würde.

Sowohl für BET- als auch für FCET-Lösungen sind beträchtliche Infrastrukturinvestitionen erforderlich. Allerdings sind die Kosten für den Aufbau der Ladeinfrastruktur an einem Standort bei BETs vergleichsweise geringer als bei FCETs. Eine kürzlich von Strategy& durchgeführte Studie schätzt, dass für ein mittelgroßes Logistikunternehmen mit einer Flotte von zehn Lkw eine Investition von etwa 450.000 € für ein Depotladesystem mit drei 250-kW-Ladegeräten erforderlich wäre. Für einen Autobahn-Ladepark mit sechs Schnellladegeräten mit einer Leistung von 1,5 MW und 28 Nachtladegeräten mit einer Leistung von 150 kW wäre eine Investition von 8,5 Millionen Euro erforderlich.

Anforderungen an die Ladeinfrastruktur für BETs in Europa, um -30% CO2-Emissionen zu erreichen

Tausende von Ladestationen erforderlich
Quelle: EU EV Charging Masterplan



Quelle: Europe Electric Vehicle Charging Infrastructure Masterplan
Abbildung 8

12. Angesichts des raschen Ausbaus der erneuerbaren Energieerzeugung dürfte der zusätzliche Strombedarf von Elektrofahrzeugen überschaubar sein. BloombergNEF geht davon aus, dass er nicht mehr als 15 % über dem geschätzten weltweiten Stromverbrauch im Jahr 2040 liegen wird. Die Herausforderung besteht jedoch darin, dass Hochgeschwindigkeitsladegeräte an einem einzelnen Ort und zu einer bestimmten Zeit sehr viel Strom verbrauchen werden, was sich auf das Netz auswirken wird.

Entwicklung der Infrastrukturkosten mit zunehmendem Einsatz von BET und FCET

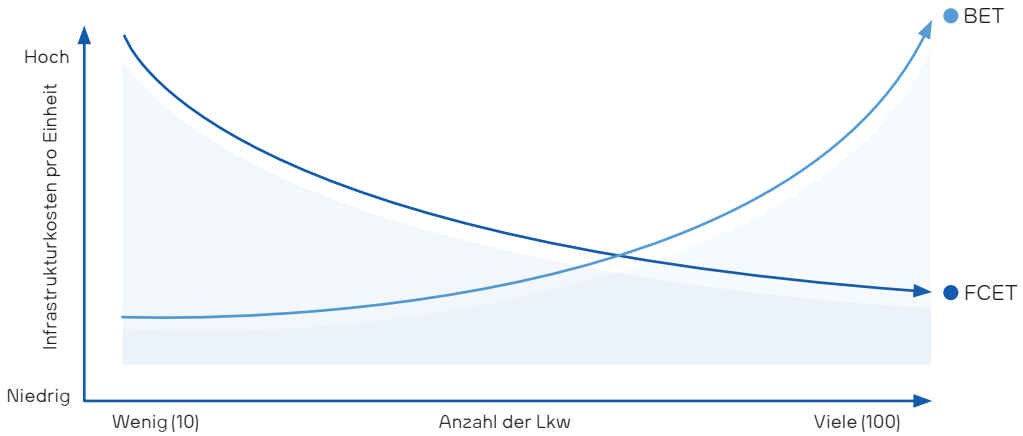


Abbildung 9

Im Vergleich dazu schätzt dieselbe Studie, dass ein HRS mit fünf Zapfsäulen und einer Abgabekapazität von 5 kg H2/Minute eine Investition von etwa 10 Millionen Euro erfordern würde. Trotz der höheren Kosten bedeutet die viel schnellere Betankungszeit von FCETs, dass ein solches HRS in der Lage wäre, etwa 200 FCETs pro Tag zu betanken, was auf eine viel höhere Auslastung hindeutet – selbst im Vergleich zu einem MCS-Ladegerät. Dies bedeutet auch, dass die Investition in das HRS über eine größere Anzahl von Fahrzeugen amortisiert werden kann, was zu einer niedrigeren Stückkostenrechnung führt.

Außerdem wäre die Anzahl der benötigten HRS geringer als die der benötigten Ladestationen. Die europäische Fit-for-55-Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe schreibt beispielsweise bis 2030 alle 150 km entlang des TEN-T-Kernnetzes eine H_2 Tankstelle (HRS) vor. Durch die Einrichtung von HRS könnte einigen Schätzungen zufolge sogar eine HRS alle 300 km des TEN-T-Netzes in Europa ausreichen, um die in Betrieb befindlichen FCETs zu unterstützen.

Der Vorteil von wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeugen zeigt sich bereits bei Brennstoffzellen-Elektrobussen. Was die Infrastrukturkosten betrifft, so können die höheren Anschaffungskosten für das Fahrzeug durch die niedrigeren Kosten für die HRS-Infrastruktur in großem Maßstab ausgeglichen werden. Mit anderen Worten: Die Infrastrukturkosten für Brennstoffzellenbusse sinken mit zunehmender Verbreitung, da das HRS von mehr als 100 Bussen auf demselben Betriebshof genutzt werden kann. Andererseits steigen mit der Anzahl der eingesetzten batterieelektrischen Busse pro Betriebshof auch die Kosten für die Infrastruktur pro Fahrzeug, da mehr Strom benötigt wird.

In Anbetracht der Kosten, die mit dem Aufbau der Lade- bzw. Betankungsinfrastruktur an jedem Standort verbunden sind, haben einige Experten argumentiert, dass der Aufbau beider Infrastrukturen möglicherweise auf eine Verschwendung öffentlicher Mittel hinauslaufen könnte. Eine kürzlich von McKinsey & Company durchgeführte Analyse ergab jedoch, dass es in der Tat billi-

ger wäre, eine optimale Mischung aus BET- und FCET-Infrastruktur auf der Grundlage von Anwendungsfällen und unter Berücksichtigung der Kosten und Effizienz auf Systemebene aufzubauen, als nur eine der beiden Infrastrukturen. Diese Sichtweise wurde auch vom Projekt „European Union Clean Hydrogen Joint Undertaking“ unterstützt. Hier ist es wichtig zu erkennen, welchen Einfluss die Größenordnung der Einführung von BET oder FCET hat. In kleinerem Maßstab ist es billiger und einfacher, einige BETs in Betrieb zu nehmen, wobei eine Depot-Ladestation etwa 120.000 € kostet. Eine einzige H_2 Tankstelle (HRS) vor Ort könnte dagegen 2 bis 3 Millionen Euro kosten, je nach Größe, d. h. Kilogramm des gelieferten Wasserstoffs und Anzahl der Zapfsäulen. Die Kosten für eine Einheit können jedoch verteilt werden, wenn eine Mindestabdeckung mit einer beträchtlichen Anzahl von FCETs, die das HRS nutzen, gegeben ist.

In größeren Maßstäben ist die Einrichtung einer HRS-Infrastruktur daher weniger kostspielig als die einer BET-Ladeinfrastruktur und hat zudem den Vorteil, dass sie weniger Anforderungen an die Netzaufrüstung stellt. Nach Schätzungen von McKinsey & Company würden sich die Kosten der Ladeinfrastruktur für BETs auf 0,11 USD/kWh belaufen, während die Kosten für die Betankungsinfrastruktur für FCETs nur 0,03 USD/kWh betragen würden. Dennoch müssen beide Infrastrukturen robust konstruiert sein, damit sie als NFS-Stationen mit hoher Kapazität und eingebauter Redundanz der Schlüsselelemente zuverlässig und verlässlich sind.

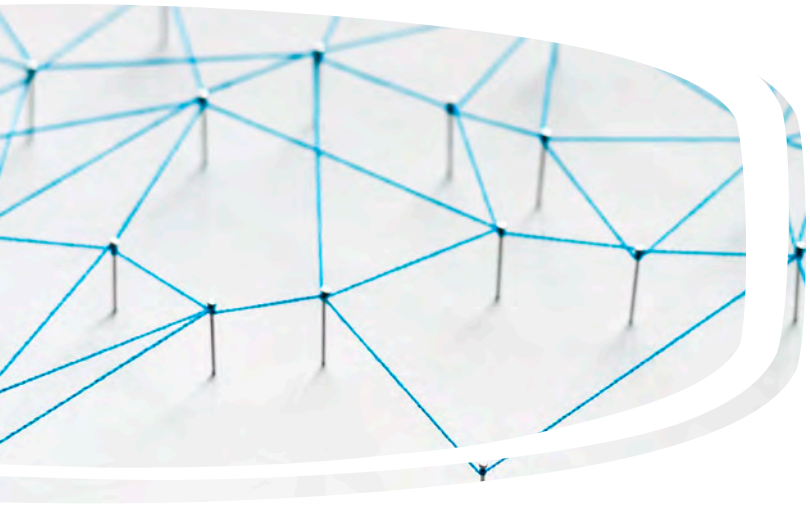
Erwägungen zur Energie

Die für den Antrieb emissionsfreier Fahrzeuge verwendete Energie ist eine weitere Dimension, die im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs untersucht werden muss. Einer der wichtigsten Auslöser für diese Dekarbonisierung ist die zunehmende Kontrolle der Scope-3-Emissionen von Fahrzeugen während ihrer Nutzung, d. h. der Einsatz von emissionsfreien Fahrzeugen muss dazu beitragen, die CO_2-Emissionen während ihrer Nutzungsphase zu verringern.

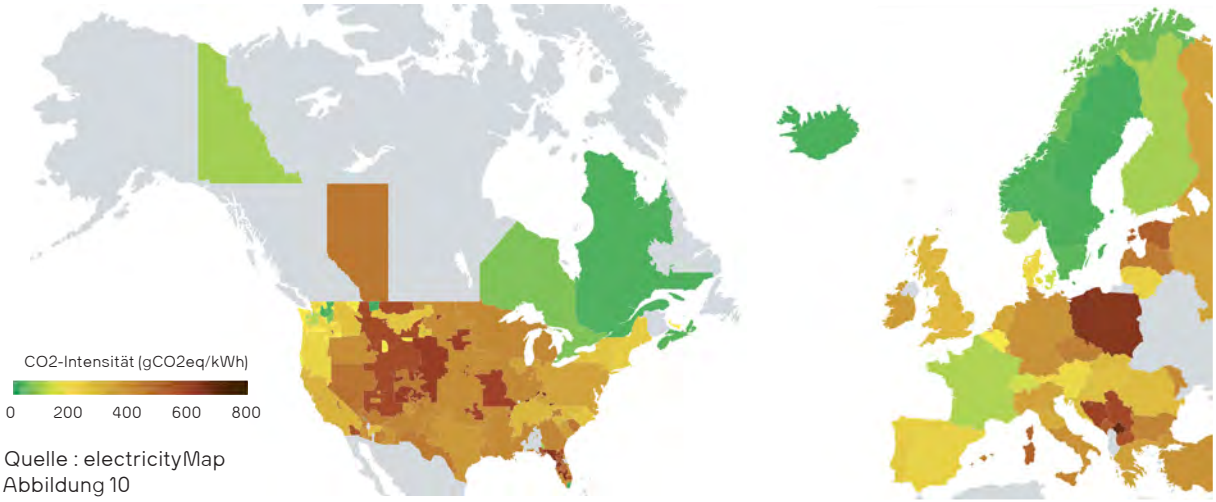
In diesem Zusammenhang sind sowohl BET als auch FCET Nullemissionslösungen, da sie keine CO_2-Auspuffemissionen und somit auch keine nachgelagerten Scope-3-Emissionen haben. Es ist jedoch ebenso wichtig, die vorgelagerten Scope-3-Emissionen zu verringern. Dies bedeutet, dass der Schwerpunkt darauf liegt, wie sauber die für die Herstellung der Fahrzeugkomponenten und den Betrieb der Fahrzeuge verwendete Energie ist.

So ist beispielsweise die Herstellung von Batterien ein energieintensiver Prozess, bei dem derzeit etwa 50 kWh Kapazität Energie für die Produktion von 1 kWh Batterien benötigt werden. Berücksichtigt man die derzeitige Kohlenstoffintensität des Energiemixes in Europa, so kann man davon ausgehen, dass eine in Frankreich hergestellte Batterie heute etwa ein Zehntel der Kohlenstoffintensität einer in Polen hergestellten Batterie aufweist. Wenn man potenzielle Kohlenstoffsteuern mit einem Durchschnittswert von 30 USD/tCO2 einbezieht, entspricht dies einem Preisunterschied von etwa 1 €/kWh Batteriekapazität zwischen einer an diesen Standorten hergestellten Batterie. Tatsächlich sind die Batteriehersteller in Norwegen und Schweden stolz darauf, dass sie im Vergleich zu anderen europäischen Standorten für Batterie-Gigafabriken die saubersten Batterien herstellen können, da es dort saubere Energie im Überfluss gibt.

Das gleiche Argument gilt auch für die Energie, die zum Laden von Elektrofahrzeugen verwendet wird. Wenn die Fahrzeuge mit Strom aus Kohle oder Gas aufgeladen werden, bedeutet dies, dass die Auspuffemissionen zwar wegfallen, aber in der Wertschöpfungskette weiter nach vorne verlagert werden. Um die Klimaziele zu erreichen, muss die gesamte Wertschöpfungskette dekarbonisiert werden, einschließlich der Herstellung von emissionsfreien Fahrzeugen/Komponenten (upstream) und der Fahrzeugnutzung (downstream). Dies macht deutlich, wie wichtig die Dekarbonisierung der Energieversorgung ist, da die Einführung batteriebetriebener Elektrofahrzeuge (vor allem im Pkw- und Kleinwagensegment weltweit) rapide zunimmt und der



Kohlenstoffintensität der Elektrizität in Europa und den USA in den letzten 12 Monaten



Quelle : electricityMap
Abbildung 10

Energiebedarf für den Betrieb dieser Fahrzeuge entsprechend steigt. Derzeit ist die Elektrizitätsversorgung sowohl in Kontinentaleuropa als auch in den USA noch sehr kohlenstoffintensiv.

Auch der Prozess der Elektrolyse zur Erzeugung von grünem Wasserstoff ist energieintensiv. Um 1 kWh grünen Wasserstoff zu erzeugen, werden etwa 1,2-1,4 kWh Strom benötigt. Der Kohlenstoff-Fußabdruck des Wasserstoffs kann nur dann minimal sein, wenn er mit sauberem Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Auf Systemebene bedeutet dies auch, dass der für die Elektrolyse verwendete Strom, wenn er aus dem Netz bezogen wird, nicht durch Strom aus fossilen Brennstoffen ersetzt werden sollte, um andere Nachfragesektoren zu bedienen. In einer kürzlich von Oliver Wyman durchgeführten Studie wurde geschätzt, dass die Herstellung von 1 MWh grünem Wasserstoff auf Systemebene doppelt so viele CO2-Emissionen verursachen könnte wie die Herstellung der gleichen Menge grauen Wasserstoffs durch Methandampfreformierung, wenn dies der Fall wäre und aus Erdgas erzeugter Strom als Quelle verwendet werden würde.

Infolgedessen wird häufig die Frage nach der wirtschaftlichen Effizienz von lokal erzeugtem grünem Wasserstoff in Regionen wie Westeuropa gestellt, da es sich um ein minderwertiges Produkt handelt, das unter Verwendung von Strom, einem höherwertigen Produkt, hergestellt wird. Die Wasserstoffpreise hängen davon ab, wo und mit welchen Energiepreisen er produziert wird. Angesichts der rasch wachsenden Nachfrage nach sauberem Strom wird die lokale Produktion von grünem Wasserstoff in solchen Regionen wirtschaftlich ungünstig. Hier ist es bereits schwierig, die (Spitzen-)Nachfrage allein mit sauberer Energie zu decken, da die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wind oder Sonne geografisch und zeitlich begrenzt ist. Beispielsweise sind Nordeuropa oder der Norden der USA etwa 2,5 Mal weniger effizient bei der Erfassung und Nutzung von Sonnenenergie als sonnenreiche Gebiete in ihrem geografischen Süden. Am Beispiel Deutsch-

Transport von grünem Strom und grünem Wasserstoff

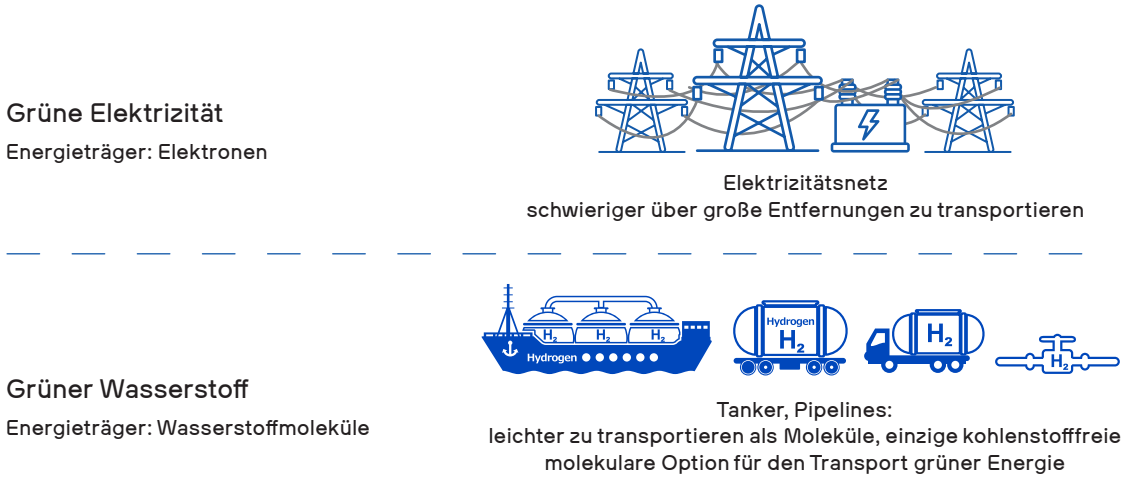


Abbildung 11

lands wird der Auslastungsgrad von Wind- und Solarenergie Onshore auf 25 % bzw. 12 % geschätzt. Angesichts der Investitionskosten, die Elektrolyseure mit sich bringen, müssen sie mit hohen Auslastungsraten betrieben werden, um kosteneffizient zu sein. Folglich sind die Wasserstoffpreise derzeit recht teuer, was sowohl auf die Kapital- als auch auf die Betriebskosten zurückzuführen ist. Die sich daraus ergebenden höheren Energiekosten für FCETs im Vergleich zu BETs können jeden Vorteil, der sich aus der Betankungsinfrastruktur für FCETs ergibt (die weniger kostet als die entsprechende BET-Ladeinfrastruktur) zunichte machen. Ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal zwischen grünem Strom und grünem Wasserstoff ist der Aufwand der erforderlich ist, um sie von ihrem Erzeugungsort zum Verbrauchsort (d. h. zur Ladestation bzw. zum HRS) zu bringen. Es ist schwierig, Strom über große Entfernungen zu übertragen, da dabei erhebliche Übertragungsverluste auftreten können[13]. Daher muss der Strom, der zum Aufladen von BETs verwendet wird, relativ nah am Ort des Verbrauchs erzeugt werden. Außerdem wird diese Energie zu Spotpreisen abgerechnet. Im Vergleich dazu ist es viel einfacher, Wasserstoffmoleküle über große Entfernungen zu transportieren als Elektrizität (d. h. Elektronen). Große Mengen Wasserstoff können gasförmig, verflüssigt oder als Derivate wie Ammoniak über neue Pipelines, die Ertüchtigung bestehender Pipelines oder auf Seeschiffen/Tankern problemlos über viel größere Entfernungen transportiert werden[14].

Das bedeutet, dass Wasserstoff an sonnen- oder windreichen Standorten produziert werden kann, an denen die Auslastungsfaktoren oder Nutzungsraten wirtschaftlich viel günstiger sind[15], und zum Ort des Verbrauchs transportiert werden kann. Beispielsweise würde die gleiche Solaranlage im Nahen Osten mehr als doppelt so viel Energie pro Jahr erzeugen wie eine Anlage in Deutschland. Folglich wäre der Energieertrag auf Systemebene selbst nach Berücksichtigung höherer Verluste von der Sonne bis zum Rad bei

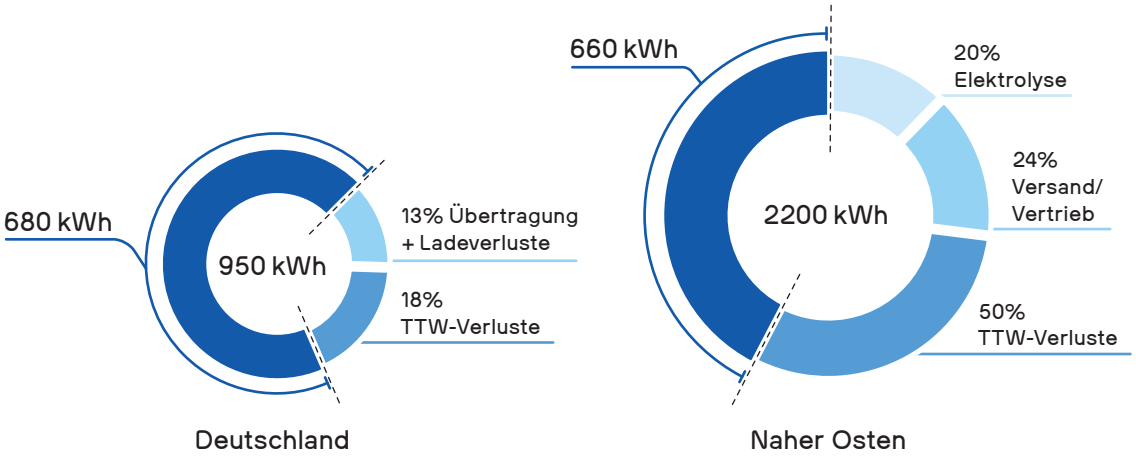
13. Die Übertragungsverluste liegen bei Hochspannungs-Wechselstromnetzen schätzungsweise bei 6 bis 10 % pro 1.000 km und bei Hochspannungs-Gleichstromnetzen (bei denen nur ohmsche Verluste auftreten) bei etwa 4 % pro 1.000 km.

14. Bei geringen Mengen und kurzen Entfernungen könnte es billiger sein, Wasserstoff vor Ort zu produzieren, möglicherweise mit importiertem erneuerbarem Strom. Bei Entfernungen von mehr als 500 Kilometern sind Pipelines jedoch besser geeignet, um Wasserstoff wirtschaftlich und in größeren Mengen zu importieren. Durch die Wiederverwendung bestehender Erdgasleitungen können die Investitionskosten für die Infrastruktur auf ein Drittel der Kosten für den Bau neuer spezieller Pipelines gesenkt werden. Dieser Modus eignet sich gut für den Transport von Wasserstoff innerhalb Europas oder für den Import aus benachbarten Regionen mit bereits bestehender Infrastruktur. Für Importrouten über große Entfernungen (3.500 km oder mehr) wird die Seeschifffahrt immer mehr zur bevorzugten Option, wenn Wasserstoffpipelines nicht möglich sind.

FCETs vergleichbar mit der Verwendung lokal erzeugter Solarenergie zum Aufladen eines BET. Darüber hinaus hat die Erzeugung von Wasserstoff an Standorten, die reich an erneuerbaren Energien sind, auch einen viel geringeren Kohlenstoff-Fußabdruck als die Verwendung kohlenstoffintensiver lokaler Elektrizitätsversorgung. Je nach Standort kann dieser vergleichbar oder sogar geringer sein als der Kohlenstoff-Fußabdruck von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen, wie eine kürzlich vom Hydrogen Council veröffentlichte Studie zeigt. Auch die Wasserkraft in den nordischen Ländern oder die geothermische Energie in Ländern wie Island bieten ein großes Potenzial für die Herstellung von grünem Wasserstoff für den Verbrauch in Europa. Obwohl die Versorgung mit grünem Wasserstoff heute recht eingeschränkt ist, gibt es sowohl nachfrage- als auch angebotsseitige Effekte, die seine Verbreitung fördern. Im Gegensatz zu früheren Generationen von Brennstoffzellenfahrzeugen, die einen großen Hype erlebten, aber keine nennenswerte Marktdurchdringung erreichen konnten, findet die Entwicklung von Wasserstofflösungen nicht isoliert statt, sondern ist vielmehr Teil einer allgemeinen Energiewende und des Übergangs zu erneuerbaren Energiequellen. Wasserstoff ist für die Dekarbonisierung vieler schwer abbaubarer Industriezweige wie Stahl, Chemie und Düngemittel notwendig. Es wird geschätzt, dass im Jahr 2030 die Wasserstoffnachfrage in Nicht-Verkehrssektoren über 80 % der gesamten weltweiten Wasserstoffnachfrage ausmachen wird. Dies führt zu Skaleneffekten auf der Nachfrageseite, was wiederum zur Senkung der Investitionskosten für die Midstream-Infrastruktur beiträgt.

Eine wachsende Zahl von Investoren, Regierungen und Energieakteuren hat Pläne für den Ausbau der Produktion von grünem Wasserstoff bekannt gegeben. Der US Inflation Reduction Act 2022 enthält beispielsweise wichtige Bestim-

Energie-Effizienz von der Sonne bis zum Rad: Deutschland vs. Naher Osten



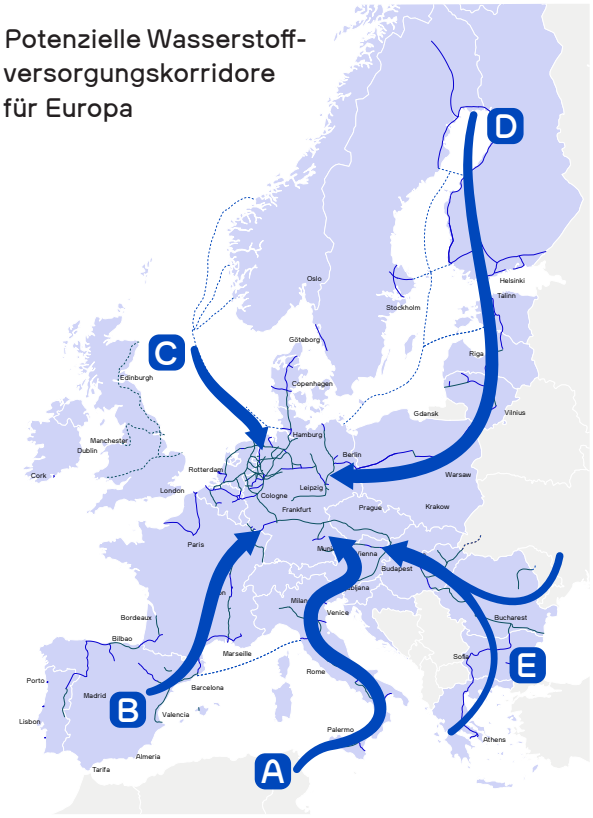
Quelle: Hydrogen Council, McKinsey & Co.
Abbildung 12

15. Aktuellen Prognosen zufolge könnten die Ökostrompreise im Nahen Osten und in Nordafrika bis 2030 auf bis zu 0,045 €/kWh und bis 2050 auf 0,015 €/kWh sinken.

mungen zur Unterstützung des Aufbaus lokaler Wasserstoff-Wertschöpfungsketten.

Der Entwurf des US DOE (Department of Energy) für eine nationale Strategie und einen Fahrplan für sauberen Wasserstoff sieht das Ziel vor, 10 Millionen metrische Tonnen (MT) sauberen Wasserstoff im Inland zu produzieren, indem verschiedene Energiequellen verwendet werden.

Potenzielle Wasserstoff-versorgungskorridore für Europa



Die fünf Wasserstoffversorgungskorridore könnten sein:

- **Korridor A: Nordafrika und Südeuropa**
- **Korridor B: Südwesteuropa und Nordafrika**
- **Korridor C: Nordsee**
- **Korridor D: Nordische und baltische Regionen**
- **Korridor E: Ost- und Südosteuropa**

Quelle: European Hydrogen Backbone initiative
Abbildung 13.

In ähnlicher Weise wurden in Europa mehrere Projekte als „Important Projects of Common European Interest" (IPCEI) identifiziert und mit öffentlichen Mitteln der Europäischen Kommission unterstützt, die die Wasserstofftechnologie und die Entwicklung der Infrastruktur entlang der gesamten Wertschöpfungskette abdecken. Auch die jüngsten geopolitischen Entwicklungen und die Notwendigkeit einer größeren Energiesicherheit haben der europäischen Wasserstoffstrategie zusätzlichen Nachdruck verliehen. Der REPowerEU-Plan wurde drei Wochen nach Beginn des Krieges in der Ukraine angekündigt, um das Ziel für erneuerbaren Wasserstoff von 5,6 Millionen Tonnen auf 20 Millionen Tonnen im Jahr 2030 zu erhöhen. Dies beinhaltet 10 Millionen Tonnen im Inland produzierten Wasserstoff, ergänzt durch weitere 10 Millionen Tonnen, die von außerhalb der EU importiert werden.

Angesichts des Umfangs des Wasserstoffbedarfs ist man sich darüber im Klaren, dass Europa saubere Energie aus anderen Regionen oder von anderen Partnern in Zukunft importieren muss. Auch aus dieser Perspektive ist Wasserstoff die beste Lösung, wenn die Importe auf kohlenstofffreie Moleküle beschränkt werden müssen. Die Initiative European Hydrogen Backbone hat fünf potenzielle Pipeline-Versorgungskorridore ermittelt, die den Zugang zu einer ausreichenden und kostengünstigen Wasserstoffversorgung ermöglichen. Die Vision ist, zunächst das lokale Angebot und die Nachfrage innerhalb Europas zu verbinden und dann den Kontinent mit benachbarten Regionen, die ein Exportpotenzial aufweisen, zu erweitern und zu verbinden. Eine zusätzliche Versorgung könnte über die Seeschifffahrt sichergestellt werden, wobei die deutsch-kanadische Wasserstoffpartnerschaft ein Beispiel dafür ist[16].

16. Derzeit wird davon ausgegangen, dass die USA Zugang zu ausreichend regional produziertem sauberem Wasserstoff haben, um ihren Bedarf zu decken.

Neben dem importierten Wasserstoff gibt es mittelfristig auch zusätzliche Möglichkeiten, Wasserstoff vor Ort zu produzieren, und zwar sowohl auf zentraler als auch auf dezentraler Ebene. Die zentrale Erzeugung könnte in größerem Maßstab erfolgen, indem nicht nur Offshore-Windkraft, sondern auch geothermische oder Wasserkraftquellen genutzt werden. Auf regionaler Ebene wird auch die Erzeugung von Wasserstoff aus Abfällen als vielversprechende Möglichkeit angesehen, wobei land- und forstwirtschaftliche Abfälle, feste Siedlungsabfälle und Deponiegas genutzt werden können. Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit, überschüssige Onshore-Windenergie auf lokaler Ebene zu nutzen. So wurde beispielsweise geschätzt, dass in Deutschland im Jahr 2020 über 6 Millionen kWh Ökostrom nicht genutzt wurden, weil Windkraftanlagen zu Zeiten eines Überangebots im Netz abgeschaltet wurden. In solchen Fällen ist die Drosselung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund von Nachfrage- oder Netzkapazitätsengpässen effektiv verlorene Energie. Diese überschüssige Energie hätte geerntet und mit kleineren Elektrolyseuren in Wasserstoff umgewandelt werden können, wodurch die Systemleistung erhöht worden wäre. Einige Experten sind sogar der Meinung, dass eine solche lokale Wasserstofferzeugung unter Spitzenlastbedingungen helfen und den Umfang der erforderlichen Netzaufrüstung verringern kann.

Es wird erwartet, dass diese Fortschritte auch einen ausreichenden Impuls geben werden, um das Problem der hohen Kosten für grünen Wasserstoff anzugehen, indem die sinkenden Kosten für erneuerbare Energien und Verbesserungen in der Elektrolyseurtechnologie genutzt werden. Tatsächlich sind die Kosten für grünen Wasserstoff um 60 % von 10 bis 15 USD/kg im Jahr 2010 auf heute mancherorts nur noch 4 bis 6 USD/kg gesunken. Branchenberichten zufolge gehen die Prognosen davon aus, dass die Kosten weiter sinken werden, wobei die Offshore-Wind-Elektrolyse bis 2030 ein weiteres Kostensenkungspotenzial von 60 % bietet.

In ähnlicher Weise werden Elektrolyseure in großem Maßstab hergestellt, unterstützt durch Initiativen wie IPCEI in Europa, wodurch bis 2025 eine jährliche Produktionskapazität von 45 GW erreicht wird. Experten von McKinsey & Company schätzen, dass eine solche Umstellung auf groß angelegte Produktionsanlagen und Vertriebsnetze dazu beitragen würde, die Wasserstoffpreise bis 2040 um fast 70 % gegenüber dem heutigen Niveau zu senken.

Zusammengenommen dürften diese Faktoren dazu beitragen, die derzeitigen Herausforderungen bei der Anwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor und insbesondere bei FCETs zu bewältigen.

17. Es sei darauf hingewiesen, dass Lithium-Ionen-Batterien auch bei Anwendungen zur Energiespeicherung und zum Netzausgleich eine weitaus energieeffizientere Lösung zur Speicherung überschüssiger erneuerbarer Energie bieten als die Erzeugung von grünem Wasserstoff, insbesondere in Fällen, in denen das Überangebot nur für kurze Zeit besteht. Sie haben nur einen Wirkungsgradverlust von etwa 15 % und niedrigere Kapitalkosten pro Megawatt als Elektrolyseure. Die bereits erwähnten Beschränkungen der Lieferkette gelten jedoch auch für Batterien in dieser Anwendung. Außerdem muss auch eine zeitliche Dimension berücksichtigt werden. Während Lithium-Ionen-Batterien besser für die kurzfristige Speicherung geeignet sind und es ein Zukunftspotenzial für Natrium-Ionen-Batterien gibt, ist die längerfristige Energiespeicherung ein Bereich, in dem neu entstehende Alternativen wie Durchflussbatterien in Zukunft möglicherweise mit Wasserstoff konkurrieren könnten.

Komplementäre Rollen von BET's und FCET's

Da Aufsichtsbehörden, Investoren, Endkunden und die Gesellschaft heute einen raschen Übergang zu emissionsfreien Verkehrslösungen anstreben, stehen wir am Anfang des Übergangs zu einem dekarbonisierten Verkehr. BETs und FCETs sind die führenden Lösungen, um diesen Wandel zu meistern, aber sie befinden sich noch in einem frühen Stadium der technologischen und industriellen Reife. Betrachtet man die Systemebene, so wird deutlich, dass jede Technologiealternative ihre jeweiligen Stärken hat, aber auch mit Herausforderungen verbunden ist.

BETs haben von den Fortschritten bei batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen im Allgemeinen profitiert und sind heute näher an der Kundenakzeptanz als FCETs. Ihre Vorteile wie ihre Energieeffizienz und ihr einfacher Einsatz in kleineren Flotten machen sie für bestimmte Anwendungsfälle sehr attraktiv, insbesondere wenn eine begrenzte Reichweite oder ein geringerer Bedarf an Energie ausreicht. In der Branche werden immer mehr BET-Modelle auf den Markt gebracht, die in Bezug auf die Produktspezifikationen, die Leistungsmerkmale und die allgemeine Zuverlässigkeit und Langlebigkeit immer innovativer werden.

Gleichzeitig sind die ersten Anwender von BETs auch für deren Grenzen sensibilisiert. Dies hat die Entwicklung von FCETs vorangetrieben, die zwar nicht die gleiche Energieeffizienz aufweisen, aber potenziell erhebliche Vorteile gegenüber BETs in Bezug auf Ladezeiten und Erlebnis, Reichweite, Betriebseffizienz und Betriebszeit haben. Es wird zunehmend erkannt, dass FCETs eine entscheidende Rolle in Anwendungsfällen spielen, in denen BETs stark gefordert sind, wie z. B. im Linien- und Langstreckenverkehr. In solchen Fällen haben FCETs auch den Vorteil, dass sie nicht zu Lasten des Frachtraums und der Gewichtsbeschränkungen gehen. Auch in Anwendungsfällen, in denen die Zeit ein Hindernis darstellt, sei es an Autobahnraststätten oder während des Frachtumschlags an Drehkreuzen/Depots, wäre sie für das Aufladen von BETs unzureichend, während FCETs besser geeignet wären.

Bequemlichkeit und Flexibilität sind wichtige Kundenbedürfnisse im HDT-Bereich, die FCETs einen Vorteil verschaffen. Während eine 100%ige BET-Flotte in der Lage sein könnte, viele städtische oder regionale Verteilungslasten zu bewältigen, indem sie entlang einer festen Route zu

BET und FCET Vorteile je nach Anwendungsfall

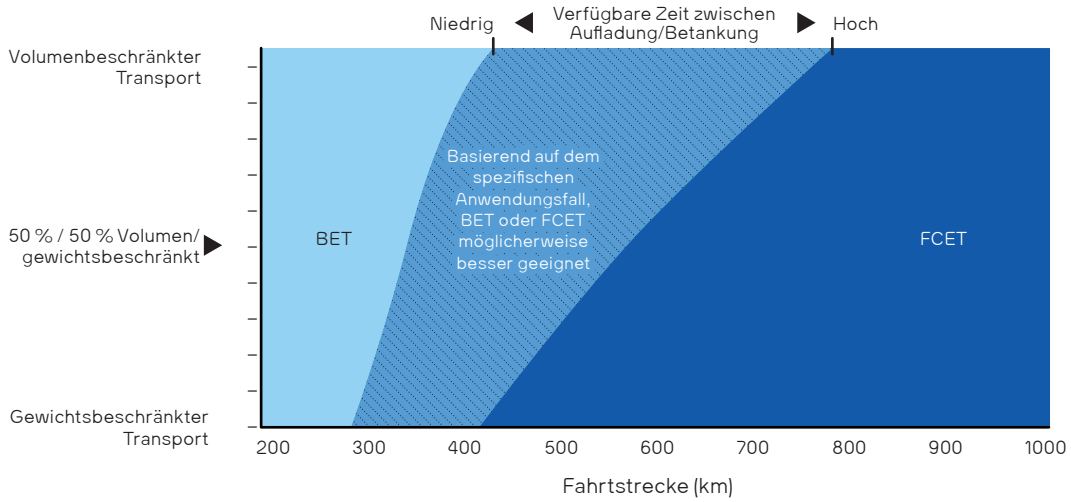


Abbildung 14

und von einem Knotenpunkt fährt (hub and spoke), könnte ein FCET regionale Lieferrouten, aber auch längere Strecken mit wenig Zeitaufwand für das Tanken bewältigen. Ein flexiblerer Fuhrpark kann dem Unternehmen mehr einbringen, was sich auch auf die Kaufentscheidungen auswirken dürfte, insbesondere bei großen Flottenkunden, die die mit Wasserstoff als Kraftstoff verbundenen Infrastrukturkosten besser amortisieren könnten.

Darüber hinaus sind die Auswirkungen auf Systemebene, wie die Auswirkungen auf die Stromnetze, die zeitlichen und geografischen Beschränkungen der erneuerbaren Energien und die relative Leichtigkeit des Energietransports zum Verbrauchsort ebenfalls wichtige Faktoren, die die Einführung von BETs und FCETs beeinflussen. Je nach Verfügbarkeit und Art der erneuerbaren Energien könnten sich die Kosten für Strom und Wasserstoff stark zugunsten des einen oder des anderen Antriebstyps verschieben.

Eine schnellere Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs kann durch die Kombination mit einem kohlenstoffarmen sauberen Energiesystem erreicht werden, das unabhängig vom Strommix ist. Insbesondere in Regionen mit begrenzten oder eingeschränkten Netzkapazitäten und begrenzter lokaler grüner Energieerzeugung können FCETs zur bevorzugten Technologieoption werden, die eine größere Widerstandsfähigkeit, Kosteneffizienz und Optimierung auf Systemebene fördert.

Eine pragmatische erste Bewertung dieser verschiedenen Dimensionen kann durch die Verwendung etablierter Instrumente wie Balance Scorecards erreicht werden. Eine solche Ausführung, die durch Interaktion mit einer Auswahl unserer Kunden und Branchenexperten entwickelt wurde, wird hier vorgestellt. Ausgehend von den in diesem Whitepaper bewerteten Effekten auf Systemebene wurde eine Reihe von Kriterien ausgewählt, mit Gewichtungen versehen

und auf einer Skala von 1 bis 5 in drei verschiedenen Anwendungsfällen bewertet, nämlich im städtischen Verteilerverkehr, im regionalen Verteilerverkehr und im Langstrecken-Schwerlastverkehr. Summiert man die gewichteten Bewertungen, so zeigt sich erneut, dass BETs zwar in einigen Fällen eindeutig im Vorteil sind, es aber auch andere Fälle gibt, in denen FCETs einen Vorteil haben.

Mit anderen Worten: Dies unterstreicht, dass BETs und FCETs komplementäre Lösungen für die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs sind. Letztendlich werden die Verbreitungsraten von BETs und FCETs von den wichtigsten Faktoren für Flottenkunden oder Fahrer bestimmt, die auch die Gesamtbetriebskosten beeinflussen.

Unter Berücksichtigung all dieser Faktoren wird die komplementäre Rolle von BETs und FCETs bei der Dekarbonisierung des Schwerlast-Transportsektors je nach Anwendungsfällen und Kontextbedingungen sehr deutlich. Auf zwei Technologiepfade zu setzen, trägt dazu bei, das Risiko für den bedeutendsten Übergang in der Geschichte der Automobilindustrie zu verringern. Die beiden Technologien und die sie unterstützenden Ökosysteme müssen gemeinsam ausfgebaut, beschleunigt und skaliert werden. Dazu gehört nicht nur der Aufbau der Ladeinfrastruktur in Schlüsselregionen und entlang wichtiger Strecken, einschließlich Hochleistungsladestationen, zur Unterstützung von BETs, die ein schnelles Laden zur Verkürzung der Verweilzeiten ermöglichen. Es geht auch um die Erzielung

Beispiele für Anwendungsfälle und bevorzugte Antriebsoptionen

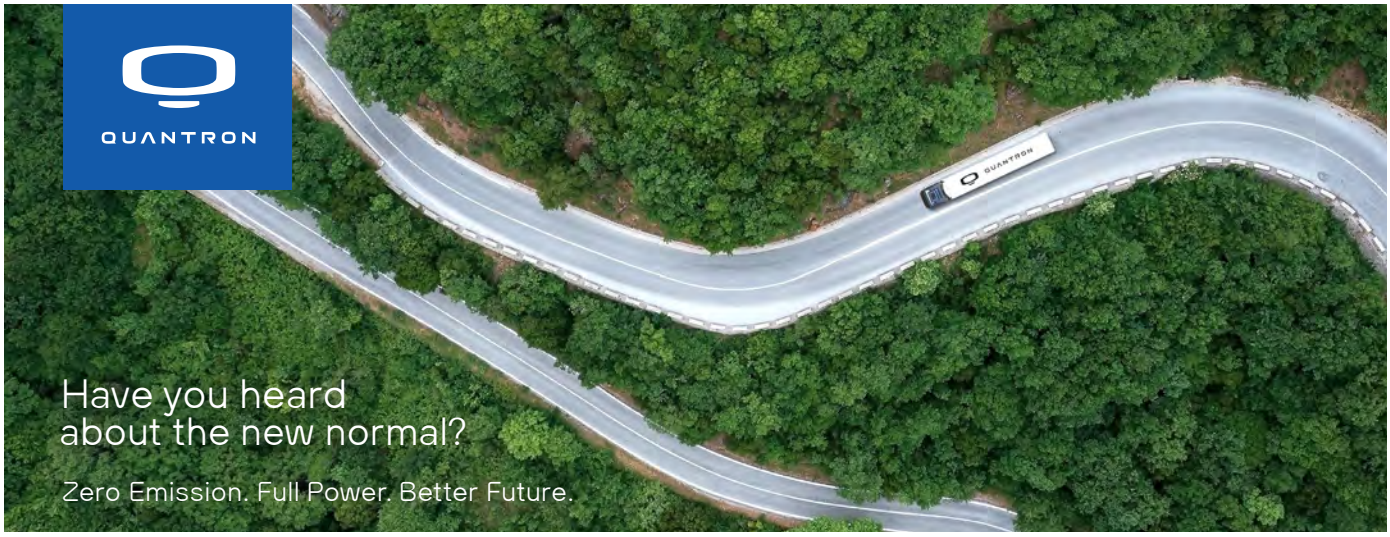
Anwendungsfall	E-Commerce-Plattform	Lebensmittel-Logistik	Schwerlasttransport
(Beispielhafte) Beschreibung	Mehrere kleinformatige Pakete verteilt von einem Vorort Lager (Depot) an Endkunden Kunden in einer Stadt	Regionaler Vertrieb von Fleisch-, Fisch-, Gemüse- und Molkereiprodukten mit Kühlaufbau	Langstreckentransport von Gütern mit Schwerlasttonnage
Beschreibung der Fracht	Geringe Nutzlast aber höheres Volumen	Unterschiedlicher Fokus auf Volumen und Gewicht	Fokus auf Gewicht (zulässiges Gesamtgewicht 40-65 Tonnen)
Tägliche Kilometerleistung	150 - 200 Kilometer Reichweite	150 - 250 Kilometer Reichweite	700+ Kilometer Reichweite
Zusätzlicher Energiebedarf	Ladebordwand	Zum Erhalt der Ladung auf der erforderlichen Temperatur	Je nach Aufbau, Anhänger und Art der zu transportierenden Güter
Bevorzugte Lösungen für den Antriebsstrang	✔ BET	✔ BET oder FCET	✔ FCET

Abbildung 15

von Kostensenkungen bei Wasserstofftechnologien wie Elektrolyseuren und HRS durch Skaleneffekte und die Nutzung von Erfahrungskurven. Um schließlich wettbewerbsfähige Gesamtbetriebskosten zu erreichen, sind sowohl für BETs als auch für FCETs die richtigen politischen Maßnahmen, Anreize und Geschäftsmodellansätze erforderlich. In Anbetracht der bereits erwähnten Herausforderungen in den Bereichen Antriebsstrang, Aufladung/Betankung und Energie ist es von entscheidender Bedeutung, ein Ökosystem starker Partner aufzubauen und zu orchestrieren, zu denen Akteure aus dem Energiebereich, Fahrzeughersteller, Ausrüstungsanbieter, Logistikanbieter und Geldgeber gehören. Wir stehen erst am Anfang eines langen und steinigen Weges hin zu einer groß angelegten Einführung von emissionsfreien SNF (Schweren Nutzfahrzeugen) weltweit. Trotz der Herausforderungen und des Umfangs der Umstellung, die für die Erreichung dieses Ziels branchenübergreifend erforderlich sind, kann es durch konzertierte Anstrengungen aller beteiligten Akteure erreicht werden. Dies beginnt mit einem differenzierten Verständnis der verfügbaren Lösungen und der Frage, wie und wo jede einzelne von ihnen geeignet ist. Mit diesem Wissen ausgestattet, können die richtigen Strategien und Geschäftsmodelle für die Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs entwickelt und eingesetzt werden. Wir sind nach wie vor davon überzeugt, dass es sich nicht um eine Entweder-Oder-Entscheidung zwischen BETs und FCETs handelt, sondern dass es vielmehr darum geht, Synergien und eine optimale Mischung unter Einbezug von beiden technologischen Lösungen zu schaffen.

Anwendungsbeispiel:

Dimension	Unter-Dimension	Gewicht
Äquivalente Energieeffizienz	„Energiequelle-zu-Tank“	2 %
	„Tank-zu-Antrieb“	10 %
Fahrzeug Antriebsstrang & Technologie	Anschaffungs- und Betriebskosten für Fahrzeuge	15 %
	Bereitschaft zur Technologie und Industrialisierung	4 %
	Versorgungssicherheit	2 %
	Gewicht des Antriebsstrangs (im Vergleich zum Energiebedarf)	8 %
	Kilometer Reichweite pro Aufladung/Betankung	10 %
Lade-/Tankerfahrung	Zeit zum Aufladen/Betanken	10 %
	Einfaches Aufladen/Betanken für den Fahrer	5 %
Infrastruktur Kosten & Verfügbarkeit	#Ladegerät / #HRS-Spender	5 %
	Kosten für die Infrastruktur	10 %
	Robustheit der Infrastruktur (z. B. Netzstabilität)	4 %
Energie Überlegungen	Geografische/zeitliche Verfügbarkeit von sauberer Energie	3 %
	Kohlenstoffintensität	2 %
	Energiepreis	10 %
Gesamt (Skala: 1 = schlecht, 5 = gut)		100 %



Letzte Meile GVW <18t, 150 km Laufleistung				Verteilerverkehr GVW 27t, 200 km Laufleistung				Fernverkehr GVW 44t, 700 km Laufleistung			
BET		FCET		BET		FCET		BET		FCET	
Bewertung	Skala	Bewertung	Skala	Bewertung	Skala	Bewertung	Skala	Bewertung	Skala	Bewertung	Skala
4,50	0,09	2,50	0,05	4,50	0,09	2,50	0,05	4,50	0,09	2,50	0,05
3,50	0,35	2,00	0,20	3,50	0,35	2,00	0,20	3,50	0,35	2,00	0,20
4,00	0,60	1,50	0,23	3,50	0,53	2,00	0,30	3,50	0,53	3,00	0,45
4,50	0,18	2,00	0,08	4,00	0,16	2,00	0,08	4,00	0,16	2,00	0,08
1,50	0,03	2,50	0,05	1,50	0,03	2,50	0,05	1,50	0,03	2,50	0,05
4,50	0,36	1,50	0,12	4,00	0,32	2,00	0,16	1,50	0,12	4,50	0,36
2,50	0,25	3,00	0,30	1,50	0,15	3,00	0,30	1,50	0,15	3,00	0,30
3,00	0,30	4,50	0,45	1,50	0,15	4,50	0,45	1,50	0,15	4,50	0,45
3,50	0,18	3,50	0,18	2,50	0,13	3,50	0,18	1,50	0,08	3,50	0,18
2,00	0,10	3,00	0,15	1,50	0,08	3,00	0,15	1,50	0,08	3,00	0,15
3,00	0,30	2,00	0,20	2,50	0,25	2,00	0,20	2,50	0,25	2,00	0,20
1,50	0,06	3,00	0,12	1,50	0,06	3,00	0,12	1,50	0,06	3,00	0,12
1,50	0,05	3,50	0,11	1,50	0,05	3,50	0,11	1,50	0,05	3,50	0,11
3,00	0,06	3,50	0,07	3,00	0,06	3,50	0,07	3,00	0,06	3,50	0,07
3,50	0,35	3,00	0,30	3,50	0,35	3,00	0,30	3,50	0,35	3,00	0,30
3,25			2,60	2,74			2,71		2,49	3,06	

3,25 — QLI BEV

2,74 — QHM BEV

3,06 — QHM FCEV

Referenzen

1. **ACEA:** "European EV Charging Infrastructure Masterplan"
2. **Ballard Power:** "Fuel Cell Price to Drop 70-80% as Production Volume Scales"
3. **BloombergNEF:** "Race to Net Zero: The Pressures of the Battery Boom in Five Charts"
4. **BloombergNEF:** "Electric Vehicle Outlook 2022"
5. **Clean Air Task Force:** "Why the Future of Long-Haul Heavy Trucking Probably Includes a lot of Hydrogen"
6. **Clean Hydrogen Partnership:** "The Road to Net Zero - Study on the strategic deployment of battery-electric vehicles and fuel cell-electric vehicles infrastructure"
7. **Electricity Maps**
8. **European Commission, Joint Research Centre:** "Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU - A Foresight Study"
9. **European Hydrogen Backbone initiative**
10. **Eurostat:** "Road freight by vehicle characteristics"
11. **Hydrogen Council:** "Roadmap towards zero emissions - The complementary role of BEVs and FCEVs"
12. **Hydrogen Council:** "Hydrogen Insights 2022 – An updated perspective on hydrogen market development and actions required to unlock hydrogen at scale"
13. **IEA:** Trucks and Buses
14. **Journal of Energy Storage:** "Cost-effective technology choice in a decarbonized and diversified long-haul truck transportation sector: A U.S. case study"
15. **McKinsey & Company:** "Preparing the world for zero-emission trucks"
16. **McKinsey & Company:** "Unlocking hydrogen's power for long-haul freight transportation"
17. **National Grid:** "Electric Highways Study"
18. **Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur:** „Einfach laden an Rastanlagen"
19. **Oliver Wyman:** "Green vs. Blue Hydrogen – A Perspective on scaling low-carbon hydrogen production"
20. **PwC Strategy&:** "The dawn of electrified trucking - Routes to decarbonizing commercial vehicles"
21. **Shell:** "Decarbonizing Road Freight: Getting into Gear"
22. **The ICCT:** "Fuel Cell Electric Tractor-Trailers: Technology Overview and Fuel Economy"
23. **US Department of Energy:** "National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap"
24. **Wasserstoff-Kompass:** "Wasserstoff im Mobilitätssektor"

www.quantron.net

IMPRESSUM

Hauptautor & Herausgeber: Dr. Srinath Rengarajan

Mitwirkende: Andreas Haller, Michael Perschke, René Wollmann, Reiner Dellori, Florian Fix, Sabrina Kieser, Martin Lischka, Anil Reddi, Ramiz Rexhepi, Utz Rachner, Lucas Schubert, Alexander Stucke, Julia Weber, Jörg Zwilling

Design & digitale Produktion: Andreas Peake
Koorosh Shojaei, Carolin Risinger
Nadine Otremba, Daniel Stucke, Stephanie Miller

Für weitere Informationen wenden Sie sich bitte an info@quantron.net

HAFTUNGSAUSSCHLUSS:

Diese Publikation wurde als allgemeiner Leitfaden und ausschließlich zu Informationszwecken erstellt. Die in dieser Präsentation enthaltenen Informationen beruhen auf Quellen, die als allgemein zuverlässig angesehen werden, für deren Richtigkeit und Wahrhaftigkeit die Quantron AG jedoch nicht garantieren kann. Die hierin dargestellten Meinungen stellen die der QUANTRON AG zum gegenwärtigen Zeitpunkt dar und können daher aufgrund makroökonomischer, geopolitischer, industrieller und sonstiger kontextbezogener Entwicklungen ergänzt und geändert werden. Die Publikation darf nicht ohne vorherige schriftliche Zustimmung der QUANTRON AG vervielfältigt, verbreitet oder veröffentlicht werden.

Erstauflage: Januar 2023
2. Auflage: März 2023

Copyright © QUANTRON AG. Einige Rechte vorbehalten.

Empower the Future

The Innovative Zero Emission Platform

QUANTRON

Quantron AG
Koblenzer Straße 2
86368 Gersthofen/Augsburg, Germany
Phone: +49 (0) 821 78 98 40 - 0
Fax: +49 (0) 821 78 98 40 - 99
Mail: info@quantron.net
www.quantron.net