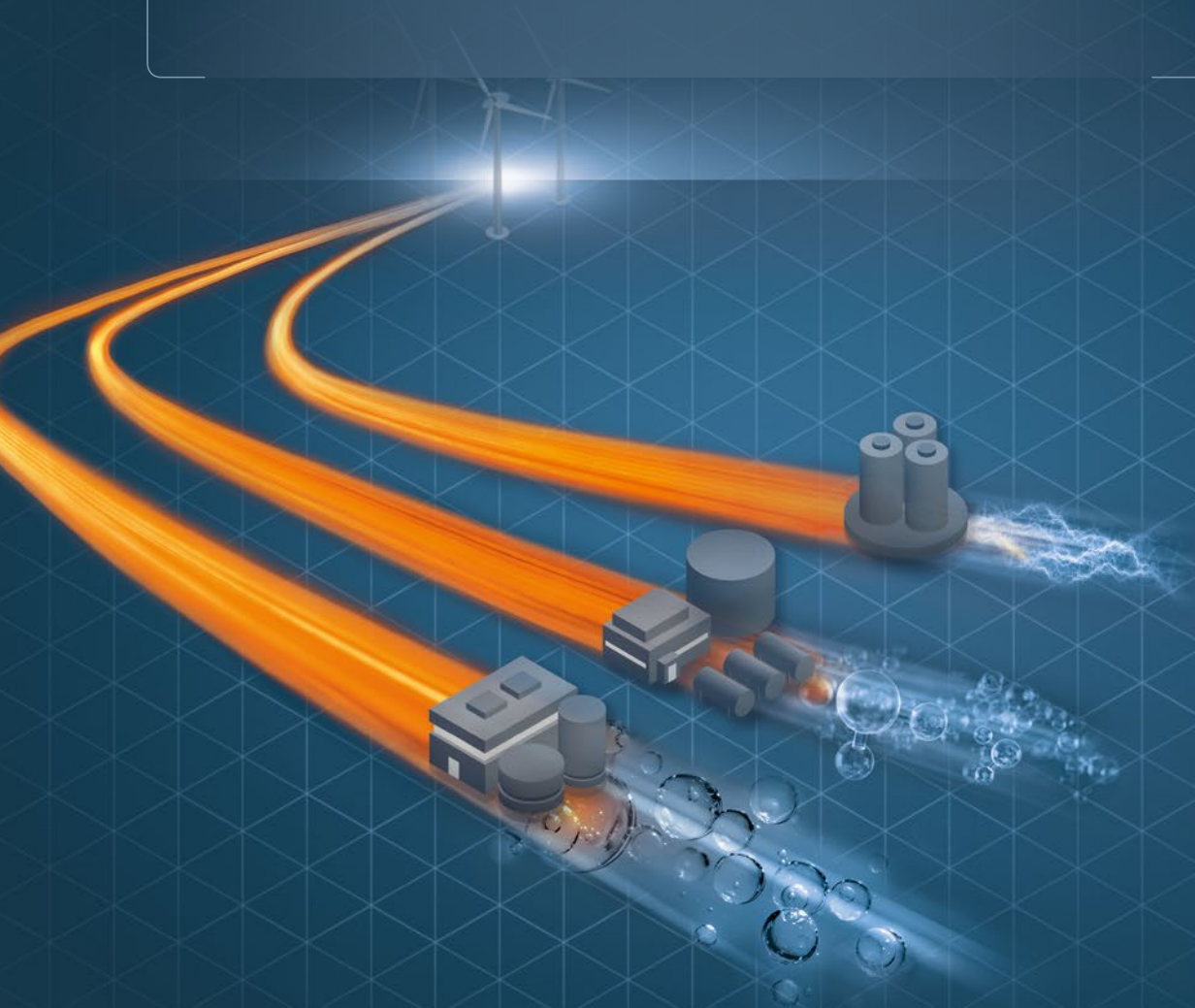


FVV PRIME MOVERS. TECHNOLOGIES.

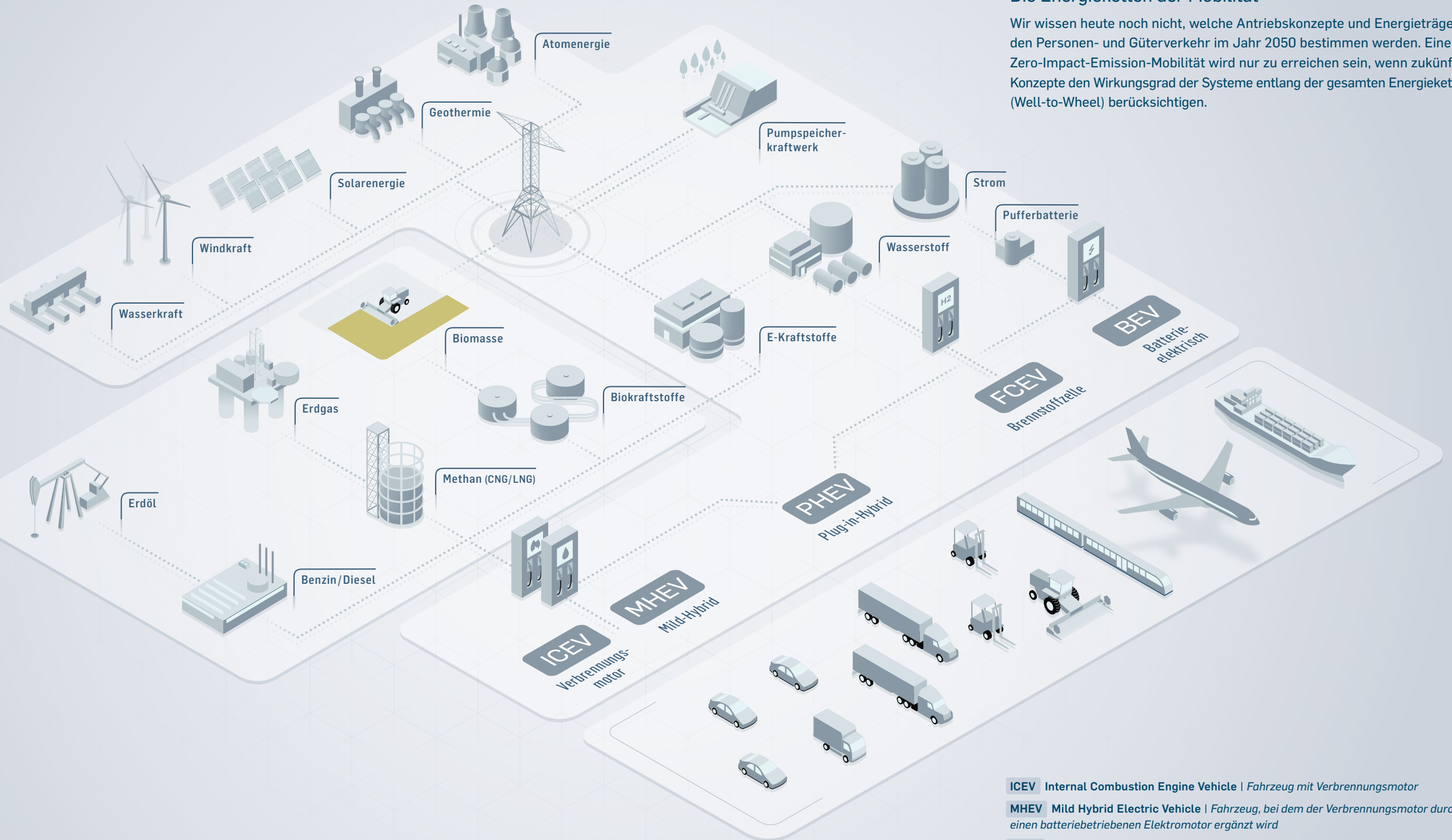
Defossilisierung des Transportsektors

Optionen und Voraussetzungen in Deutschland



Die Energieketten der Mobilität

Wir wissen heute noch nicht, welche Antriebskonzepte und Energieträger den Personen- und Güterverkehr im Jahr 2050 bestimmen werden. Eine Zero-Impact-Emission-Mobilität wird nur zu erreichen sein, wenn zukünftige Konzepte den Wirkungsgrad der Systeme entlang der gesamten Energiekette (Well-to-Wheel) berücksichtigen.



ICEV Internal Combustion Engine Vehicle | Fahrzeug mit Verbrennungsmotor

MHEV Mild Hybrid Electric Vehicle | Fahrzeug, bei dem der Verbrennungsmotor durch einen batteriebetriebenen Elektromotor ergänzt wird

PHEV Plug-in Hybrid Electric Vehicle | Der Elektromotor und seine Batterie sind so dimensioniert, dass das Fahrzeug Kurzstrecken bis ca. 15–20 km rein elektrisch zurücklegen kann

FCEV Fuel Cell Electric Vehicle | Elektrofahrzeug mit Brennstoffzellenantrieb

BEV Battery Electric Vehicle | Elektrofahrzeug, bei dem die Traktionsenergie ausschließlich aus einer Batterie stammt

Autor

Dr. Ulrich Kramer | Ford-Werke GmbH

Mitwirkende Autoren

Felix Ortloff | DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI)
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Gasttechnologie

Stephan Stollenwerk | innogy SE

Ralf Thee | Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) e. V.

Projektbegleitung

Reinhard Otten | Audi AG

Dr. Xavier Sava | BASF New Business GmbH

Dr. Claudia Spang | BASF SE

Dr. Lars Menger | BMW AG

Dr. Jörg Ullmann | Robert Bosch GmbH

Steffen Eppler | Robert Bosch GmbH

Andreas Schleiffer | BP Europa SE

Harry Schüle | Continental Automotive GmbH

Dr. Dietrich Gerstein | DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Dr. Claudia Herudek | Ford-Werke GmbH

Dr. Werner Willems | Ford-Werke GmbH

Sebastian Barth | Honda R&D Europe (Deutschland) GmbH

Dr. Michael Hönl | MTU Friedrichshafen GmbH

Dr. Andreas Janssen | Shell Global Solutions (Deutschland) GmbH

Dr. Martin Lohrmann | Volkswagen AG

Werner Kübler | MAN Truck & Bus AG

Danksagung

Wir danken allen am Projekt beteiligten Unternehmen und insbesondere den über 40 Experten aus dem branchenübergreifenden Innovationsnetzwerk der FVV, die den Bearbeitern der Studie beratend zur Seite standen und ihr Fachwissen zur Verfügung gestellt haben.

SEITE 6 – 11
Kurzüberblick

SEITE 12 – 39
Annahmen und Vorgehensweise

Betrachtete Kraftstoff-Antriebsstrangoptionen	12
Annahmen für 100%-Szenarien zur Stromverfügbarkeit aus erneuerbaren Quellen	16
Investitionskosten für den Ausbau der Strominfrastruktur	18
Ansatz zur Abschätzung des Kraftstoffbedarfs 2050	20
Tank-to-Wheel-Bewertung	20
Annahmen zum Energiebedarf und zu den Kosten der Herstellung synthetischer Kraftstoffe	26
Annahmen zur Infrastruktur der Kraftstoffverteilung	32
Weitere Bewertungskriterien	39

SEITE 40 – 85
Ergebnisse

SEITE 86 – 95
Schlussfolgerungen

Elektrischer Energiebedarf	40
Kosten (Kraftstoff, Infrastruktur, Fahrzeug, Betriebskosten)	50
Erreichbarkeit TtW-CO ₂ -Emissionen	64
Erreichbarkeit Zero-Impact-Emissions	65
Sicherheit in Transport und Handhabung	68
Markteinführungspotenzial, „Customer Acceptance“ und „Lead Time to Market“	70
Weitere Risiken und Potenziale	75
Investitionsbedarf	78

Identifizierter Forschungsbedarf	91
Politische Handlungsempfehlungen aus diversen Studien	94

Anhang Sicherheit: Detaillierte Betrachtung einzelner Kraftstoffe	96
Abkürzungsverzeichnis	103
Literaturverzeichnis	105
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	108
Disclaimer, Impressum	110

Die Studie im Kurzüberblick

Bis zum Jahr 2050 soll die Bundesrepublik Deutschland – dem Klimaschutzplan 2050 entsprechend – weitgehend treibhausgasneutral werden. Die vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors ist mit verbrennungsmotorisch angetriebenen Fahrzeugen unter Verwendung von fossilen Kraftstoffen nicht zu erreichen. Das gilt auch dann, wenn das gesamte verbleibende verbrennungsmotorische und fahrzeugseitige Optimierungspotenzial ausgeschöpft wird. Um die CO₂-Emissionsziele zu erreichen, sind daher geeignete Konzepte erforderlich.

Vor diesem Hintergrund hat der Arbeitskreis Kraftstoffe der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV), unter Mitwirkung relevanter Partner aus Automobil-, Chemie-, Mineralöl- und Zulieferindustrie sowie eines Energieversorgers, verschiedene Mobilitätsszenarien verglichen und bewertet, die allesamt im Jahr 2050 eine **völlig CO₂-freie Mobilität** ermöglichen (Well-to-Wheel) und deren Energiebedarf ausschließlich aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, die realistisch erschließbar sind (Solar- und Windenergie).

Es handelt sich damit um sogenannte 100%-Szenarien, mit denen eine vollständige „Defossilisierung“ der Energiebereitstellung einhergeht. Das heißt, es werden keinerlei fossile Energieträger mehr eingesetzt. Lokale CO₂-Emissionen von Fahrzeugen werden dabei zugelassen, wenn sie im Zuge der Energiebereitstellung vollständig kompensiert werden (geschlossener CO₂-Kreislauf). Es handelt sich bei dieser Betrachtung zwar um theoretische,

relativ unrealistische Szenarien, die sich allerdings zur Abschätzung und zum Vergleich des technischen und ökonomischen Potenzials sehr gut eignen. Die dargelegten Schlussfolgerungen spiegeln hierbei nicht die Meinung eines einzelnen Industriepartners wider, sondern sind als industrieübergreifende Synthese der gemeinsamen Arbeit zu verstehen.

Der Schwerpunkt dieser Studie liegt dabei auf einem quantitativen, volkswirtschaftlichen Vergleich der Mobilitätskosten (Kraftstoffherstellung, Aufbau der Verteilinfrastruktur, Fahrzeugkosten) und des Primärenergiebedarfs verschiedener, zuvor gemeinsam selektierter Kraftstoff-Antriebssysteme, die ganzheitlich betrachtet eine vollständige Defossilisierung bis 2050 ermöglichen können.

Die Energiebereitstellung in all diesen Szenarien erfolgt ausschließlich CO₂-neutral durch Solar- und Windstrom. Die Nutzung des Stroms wird in drei grundsätzlich unterschiedlichen Szenarien verglichen:

1. Direkte Nutzung der regenerativ erzeugten elektrischen Energie in Elektrofahrzeugen (Battery Electric Vehicle, BEV).
2. Erzeugung von Wasserstoff via Elektrolyse mit Hilfe der regenerativ erzeugten elektrischen Energie und Wasser und anschließende Nutzung des Wasserstoffs in Fahrzeugen mit Brennstoffzelle (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV).

3. Erzeugung sogenannter PtX-Kraftstoffe (E-Kraftstoffe) mit Hilfe regenerativ, elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs mittels unterschiedlicher, kraftstoffspezifischer Aufbereitungsprozesse unter Nutzung von CO₂ aus verfügbaren Quellen (CO₂-Abscheidung aus der Luft, geschlossener CO₂-Kreislauf). Zusätzlich wird auch die Nutzung von CO₂ aus vorhandenen Quellen (z. B. von CO₂-Emittenten) betrachtet. Die PtX-Kraftstoffe werden für das jeweilige Verbrennungsverfahren (Selbst-/Fremdzündung) optimiert.

Die Basis für den Energiebedarf bildet die real im Jahr 2015 in Deutschland verbrauchte Kraftstoffmenge (560 TWh, davon 440 TWh für Pkw und 120 TWh für Lkw). Aus diesem Energiebedarf wird, unter Annahme eines Wirkungsgrades der Fahrzeuge im Feld, ein „Rad-Energiebedarf“ berechnet. Dieser wird wiederum für jedes der betrachteten Konzepte, mithilfe des zurzeit bestmöglichen Wirkungsgrades am Markt, als neuer (Tank-to-Wheel-)Energieverbrauch ermittelt und zwar auf Basis je eines Referenzfahrzeugs für Pkw und Lkw, so dass die Ergebnisse der einzelnen Pfade miteinander vergleichbar sind.

Mit diesem Verbrauch wird anhand der jeweiligen Prozesswirkungsgrade ein Primärenergiebedarf kalkuliert. Dieser wiederum dient als Grundlage für die Berechnung der Kraftstoffkosten (Investition und Produktion) sowie der Infrastrukturkosten. Mit der Umlage dieser Kosten und der Fahrzeugkosten auf die Fahrstrecke ergeben sich die sogenannten Mobilitätskosten.

Für sämtliche Kosten wird ein Minimal- und ein Maximalkosten-Szenario berechnet. Dies gilt auch für die Kosten des elektrischen Stroms, der zur Kraftstoffherstellung im Minimalkosten-Szenario in Nahost und Nordafrika (Middle East & North Africa, kurz MENA) und im Maximalkosten-Szenario in der deutschen Nordsee mit Offshore-Windanlagen gewonnen wird. Dies gilt allerdings nicht für das Elektrofahrzeug (BEV). Für dieses – als auch für das Brennstoffzellenszenario mit lokal

an der Tankstelle via Elektrolyse hergestelltem Kraftstoff – wird angenommen, dass permanent elektrische Energie zur Verfügung stehen muss (Konstantstrom-Szenarien). Dies ist erforderlich, da elektrische Energie nicht in ausreichendem Maße an der Zapfsäule gespeichert werden kann, um den Kundenwunsch nach Betankung des Fahrzeugs zu jeder Zeit zu entsprechen; also auch in Phasen, in denen in Deutschland weder der Wind weht, noch die Sonne scheint (Dunkelflaute). In Anlehnung an [ISE 2015] wird angenommen, dass der Energieversorger durch die Notwendigkeit der permanenten Energiebereitstellung, im Hintergrund 20 % der Energie speichern und rückverstromen muss. Im Strompreis für diese Szenarien ist dies entsprechend berücksichtigt. Bei sämtlichen Szenarien, bei denen Kraftstoff zentral produziert wird, ist die Speicherung der Energie im Kraftstoff selbst und damit eine diskontinuierliche Produktion möglich.

Die hier vorausgesetzten „100%-Mobilitäts-szenarien“ (100 % der Fahrzeugflotte mit der gleichen Antriebsart) sind weder erstrebenswert noch realistisch, eignen sich aber zum einfacheren Vergleich von Kraftstoff-/Antriebsstrangpfaden unter der Prämisse einer massenhaften und großindustriellen Anwendung. In einem zweiten Schritt können realistischere Mischszenarien mit diversen Synergieoptionen (parallele Verwendung unterschiedlicher Energieträger mit variablen Marktanteilen beziehungsweise Mischantriebe mit unterschiedlichen Hybridisierungsgraden oder auch Kraftstoffblending) aus den Ergebnissen abgeleitet werden. Dieser zweite Schritt ist nicht Bestandteil dieser Studie.

Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick

Es können voraussichtlich nicht alle Anwendungsfälle ausschließlich durch die (Batterie-) Elektrifizierung abgedeckt werden. Wahrscheinlich sind schnell nachfüllbare Kraftstoffe mit hoher Energiedichte erforderlich – insbesondere für schwere Nutzfahrzeuge zur Lastenbeförderung, Pkw-Langstreckenfahrzeuge als auch Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge.

Synthetische Kraftstoffe (E-Kraftstoffe) und Elektromobilität ergänzen sich gegenseitig. E-Kraftstoffe können als notwendige und sinnvolle Unterstützung einer Elektromobilitätsstrategie dienen. Die Produktion, Distribution und Nutzung nachhaltiger, strombasierter Kraftstoffe ist technisch realisierbar. Die Kosten und Kundenakzeptanz sind für den Erfolg und den ökologischen Hebel aller Energieträger und Antriebsformen entscheidend. Wegen der höheren Verfügbarkeit erneuerbarer Energie (vorwiegend Wind und Sonne) sind die Kosten bei der Produktion in der MENA-Region beziehungsweise im Mittelmeerraum in der Regel deutlich geringer als in Deutschland.

Energiebedarf

Die erforderliche elektrische Energie für BEV muss jederzeit bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Daher ist eine Betankung dieser Fahrzeuge mit „gepuffertem Strom“ seitens der Energieversorger erforderlich. Daher ist auch der durchschnittliche Wirkungsgrad des Strombezugs von E-Fahrzeugen geringer und die Strom-Bezugskosten sind deutlich höher als bei 100 %iger Direktnutzung des produzierten elektrischen Stroms. Bei dem hier unterstellten Szenario mit 100 % erneuerbarem Strom (vorwiegend aus Wind und Sonne) in Deutschland (und auch in der EU) ist eine Pufferung von voraussichtlich circa 20 % der erzeugten Energie in Speichern (saisonalen Speichern wie Power-to-X) unverzichtbar [ISE 2015].

Durch die Pufferung von 20 % der erzeugten elektrischen Energie verdoppelt sich der Strompreis in den heimischen Konstantstrom-Szenarien. So kostet beispielsweise volatiler Nordsee-Windstrom in 2017 nur 88 € pro MWh, während für Konstantstrom etwa 180 € pro MWh anzusetzen sind. Bei allen zentralen E-Kraftstoffszenarien kann volatiler Strom aus deutscher und MENA-Produktion verwendet werden. MENA-Strom ist zukünftig (ab dem Jahr 2030), mit circa 24 € pro MWh, voraussichtlich noch einmal um den Faktor 3 bis 4 günstiger als der volatile Nordsee-Windstrom 2017.

Für ein 100%-BEV-Szenario (batterieelektrische Pkw, Hybrid-Oberleitungs-Lkw) beträgt der Primärenergiebedarf zwischen 249 und 325 TWh pro Jahr, was etwa der Hälfte des heutigen deutschen Gesamtbedarfs an elektrischer Energie entspricht (515 TWh/a in 2015). Hierfür müssten etwa 11.000 bis 15.000 neue Offshore-Windräder (5 MW) errichtet werden. Zum Vergleich: Derzeit werden in Deutschland insgesamt knapp 30.000 Windräder mit deutlich geringerer Leistung betrieben. Durch den Bau von Anlagen von bis zu 10 MW ließe sich die Anzahl halbieren (heute sind Offshore bereits bis zu 8 MW realisierbar).

Für ein 100%-FCEV-Szenario mit zentral produziertem Wasserstoff, müsste etwa die 1,8- bis 2,0-fache Energie des 100%-BEV-Szenarios bereitgestellt werden. Die Anzahl der 5-MW-Windräder in der Nordsee würde sich auf 23.000 bis 26.000 erhöhen.

Werden Verbrennungsmotoren mit synthetischen Kraftstoffen (PtX) betrieben, ist der Primärenergiebedarf im Bestfall (Methan) etwa 2,7- bis 3,1-mal so groß wie der Energiebedarf für ein reines BEV-Szenario (entspricht 35.000 bis 40.000 5-MW-Offshore-Windrädern); im schlechtesten Fall (OME) kann er bis zu 4,7-mal größer sein (entspricht bis zu 60.000 5-MW-Offshore-Windrädern).

Die Well-to-Wheel(WtW)-Wirkungsgrade der Elektromobilität liegen etwa zwischen 58 und 80 % (ohne Berücksichtigung der wirkungsgrad-reduzierenden Klimatisierung für BEV), die des FCEV im Bereich 25 bis 32 %, die der PtX-betriebenen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren für Pkw im Bereich 10 bis 17 % und für Lkw im Bereich 14 bis 24 %. Weitere Effizienzsteigerungen, zum Beispiel durch Hybridisierung, wurden hierbei noch nicht berücksichtigt.

Energie- und Kraftstoffkosten

Die Energiekosten für das BEV-Szenario betragen im günstigen Fall 0,11 € pro kWh (Konstantstromkosten), diese sind aufgrund der Pufferspeicherkosten und -verluste höher als die reinen Gestehungskosten und beinhalten Übertragungs- und Ladeverluste.

Werden PtX-Kraftstoffe unter ungünstigsten Bedingungen zentral in Deutschland produziert (Maximalkosten-Szenario), so erscheint die zentrale Produktion von H₂ mit 0,22 € pro kWh als Variante mit den geringsten Kosten pro Energieeinheit, gefolgt von Methan (0,23 € pro kWh), DME (0,26 € pro kWh) und Methanol (0,27 € pro kWh). Fischer-Tropsch-(FT-)Kraftstoffe können bis zu 0,32 € pro kWh kosten, OME bis zu 0,37 € pro kWh. Zum Vergleich: In diesem Maximalkosten-Szenario wird der zuverlässig zur Verfügung stehende Strom für das BEV im Durchschnitt 0,25 € pro kWh kosten. Im Gegensatz zum elektrischen Strom für Elektrofahrzeuge lassen sich alle Kraftstoffe anstatt in Deutschland auch in MENA unter deutlich günstigeren Voraussetzungen produzieren. Unter günstigsten Voraussetzungen (Minimalkosten-Szenario, MENA) lässt sich Wasserstoff für 0,08 € pro kWh produzieren, gefolgt von Methan und DME (0,09 € pro kWh), Methanol (0,10 € pro kWh), FT-Kraftstoffen (0,12 € pro kWh) und OME (0,14 € pro kWh).

Bedingt durch den besseren Fahrzeugwirkungsgrad des Elektroantriebs sind die streckenbezogenen Energiekosten für die rein elektrischen Varianten, das heißt BEV (Pkw beziehungsweise Hybrid-Oberleitungs-Lkw) am geringsten.

Mobilitätskosten Pkw

Insbesondere beim Pkw dominieren die Fahrzeugkosten die Mobilitätskosten (Fahrzeug-Wertverlust + Umlage Infrastruktur + unverteilter Kraftstoff). Beim C-Segment Pkw (Ford Focus, VW Golf, Opel Astra etc. für circa 20.000 €) sind die Anschaffungskosten inklusive Wertverlust um ein Vielfaches höher als die Kosten für den Energieträger (steuerfrei) und die Infrastrukturumlage zusammen.

Da die zukünftigen Fahrzeugmehrpreise, insbesondere von BEV und FCEV, gegenüber Diesel- und Benzinvarianten sehr schwer vorauszusagen sind, ergibt sich eine signifikante Unschärfe bei der Bewertung der zukünftigen Mobilitätskosten. Dazu kommt beim BEV eine weitere signifikante Unschärfe der Netzausbaukosten zur Bereitstellung des Ladestroms für BEV. Der Ausbau wird maßgeblich vom Ladeverhalten der Kunden bestimmt, das schwer vorhersehbar ist. Bei angenommener Kostengleichheit von BEV, FCEV und dieselmotorischen Fahrzeugen (Minimalkosten-Szenario) erreichen alle Szenarien ähnliche Mobilitätskosten.

Werden die maximalen Pkw-Mobilitätskosten betrachtet, ist die Verwendung der PtX-Kraftstoffe Methanol und Methan im optimierten Verbrennungsmotor die günstigste Variante (etwa 38 € pro 100 km). Auch FT-Kraftstoffe liegen, mit etwa 40 bis 42 € pro 100 km, noch deutlich unterhalb des BEV-Kostenrisikos (circa 45 € pro 100 km). Mobilität mit zentral in Deutschland produziertem Wasserstoff kann noch etwas teurer werden (circa 47 € pro 100 km). Lokal erzeugter Wasserstoff, genutzt im FCEV, ist im Maximalkosten-Szenario mit Abstand die teuerste Lösung (circa 53 € pro 100 km).

Erreichbarkeit TtW-CO₂-Emissionen

Auch wenn in einem geschlossenen CO₂-Kreislauf die CO₂-Emissionen des Fahrzeugs irrelevant erscheinen, ist bei derzeitiger europäischer Gesetzgebung eine Tank-to-Wheel(TtW)-Betrachtung relevant.

„Low-Carbon Fuels“ (Kraftstoffe mit günstigem C/H-Verhältnis) können zur Reduzierung der TtW-CO₂-Emissionen beitragen. Mit Methan lassen sich beispielsweise allein aufgrund des C/H-Verhältnisses die CO₂-Emissionen gegenüber Benzinbetrieb um etwa 25% verbessern. Durch zusätzliche Optimierung des Motors ist insgesamt eine Absenkung der CO₂-Emissionen um 29% möglich. Die Verwendung von OME-Kraftstoffen (ab C2) im selbstzündenden Motor führt hingegen zu einer Verschlechterung der

TtW-CO₂-Emissionen, zum Beispiel für OME 3–4 um 13 bis 15% verglichen mit Diesel beziehungsweise um 2 bis 4% mit Benzin im Ottomotor. Die volle Wirkung können synthetische Kraftstoffe allerdings erst unter einer WtW-Betrachtung entfalten. Mit allen betrachteten verbrennungsmotorischen Konzepten ist eine Zero-Impact-Emission-Mobilität erreichbar (Konzentration der Emissionen unterhalb der zulässigen Immissionsgrenzwerte).

Sicherheit Kraftstoffe

Grundsätzlich werden Nutzung, Lagerung, Transport und Verteilung aller Energieträger technisch vollständig beherrscht, wenn auch mit unterschiedlich gelagerten Gefahrenpotenzialen.

Betankungszeit/Ladezeit

Der Endverbraucher ist Betankungszeiten des Pkw oder Lkw von wenigen Minuten gewöhnt. Diese lassen sich auch bei FCEVs erreichen.

Die Ladezeiten von BEV erfordern ein geändertes Kundenverhalten (Ladezeit Golf-Klasse 40 bis 45 min für 500 km an Schnellladesäule 150 kW; selbst mit derzeit geplanten Hochleistungskonzepten mit bis zu 350 kW circa 15 bis 20 min für 500 km). Die Voraussetzungen für die Heimladung sind derzeit nicht überall gegeben. Die Anzahl der erforderlichen Ladepunkte ist signifikant höher als bei den anderen Konzepten.

Bestandskompabilität

Sechs der betrachteten PtX-Kraftstoffe sind als Blendkomponenten in der bestehenden Infrastruktur und im Fahrzeugbestand heute schon unter Einhaltung der geltenden Normen (DIN/EN) nutzbar. FT-Benzin kann unter Einhaltung der [EN 228] in hohen Anteilen dem Ottokraftstoff zugegeben werden. Die EN 228 erlaubt auch die Beimengung von bis zu 3% Methanol. FT-Diesel kann bis etwa 35% in Dieselmethanol eingemengt werden, solange die [EN 590] erfüllt wird (14.000 Tankstellen für Benzin und Diesel). Reiner FT-Diesel, der den Anforderungen der [EN 15940] entspricht, kann in Fahrzeugen, die dafür freigegeben sind, verwendet werden. FT-Propan/Butan kann als Autogas ein-

gesetzt werden, wenn die Anforderungen der [EN 589] eingehalten werden (an bis dato 6.800 Tankstellen). PtG-Methan kann zu 100% und H₂ bis zu 2% dem Erdgas ([DIN 51624] beziehungsweise [EN 16723-2]) zugegeben werden (an bis dato 900 Tankstellen).

Zur zügigen Einführung eines neuen Kraftstoffs ist eine frühzeitige Kraftstoffnormung und Normung der Tankstellen unerlässlich. Wird die Verfügbarkeit vorausgesetzt, erscheint eine schnelle Markteinführung (< 3 Jahre) im Rahmen bestehender Normen mit folgenden Blendkomponenten in signifikanten Mengen möglich: FT-Benzin, FT-Diesel, FT-Propan, PtG-Methan.

Investitionskosten

Die vollständige Dekarbonisierung des Transportsektors in Deutschland erfordert enorme finanzielle Anstrengungen. Die Gesamt-Investitionskosten, je nach Pfad, bewegen sich in der Größenordnung von knapp 270 Mrd. € bis mehr als 1.740 Mrd. €. Die große Spannbreite ergibt sich dabei weniger durch den gewählten Kraftstoffpfad als vielmehr durch die zusätzlichen Fahrzeugkosten, die bei batterieelektrischen Fahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen anfallen können. Die mindestens erforderlichen Investitionskosten für die drei wesentlichen Pfade PtX, H₂ und BEV liegen zwischen 270 und 550 Mrd. €. Die maximal möglichen, erforderlichen Investitionskosten aller PtX-Pfade bewegen sich zwischen 800 und 1.190 Mrd. €. Dabei stellt sich Methan mit circa 800 Mrd. € (in Deutschland) am günstigsten dar; PT-OME erfordert mit knapp 1.190 Mrd. € die höchsten Investitionen. Für ein Wasserstoffscenario können hingegen bis zu 1.740 Mrd. € erforderlich werden. Das Investitionsrisiko bei einem rein elektrischen Szenario beträgt bis zu 1.320 Mrd. €.

Neben den Unsicherheiten bei der Voraussage zukünftiger Fahrzeugkosten gibt es auch ernstzunehmende Unsicherheiten bei der Voraussage des erforderlichen Stromnetzausbaus für den flächendeckenden Einsatz von BEV. Diese Kosten sind sehr vom Nutzungsverhalten des Kunden (Ladeverhalten) abhängig.

Der entscheidende Unterschied zwischen den drei wesentlichen Pfaden PtX, H₂ und BEV besteht darin, in welchem Sektor die Investitionen getätigt werden müssen. Während bei der Dekarbonisierung mittels Wasserstoff alle involvierten Partner (Energieversorger, Kraftstoffindustrie, Infrastrukturbetreiber und Fahrzeugindustrie beziehungsweise Fahrzeugkäufer) signifikante zusätzliche Investitionen tätigen müssen, fallen bei sämtlichen PtX-Pfaden zusätzliche Kosten fast ausschließlich bei der Stromgewinnung und der Kraftstoffherstellung an. Beim BEV-Szenario fallen Investitionskosten nur bei der Infrastruktur und möglicherweise bei den Fahrzeugen an. In allen Fällen muss in den Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen investiert werden. Für die kohlenstoffgebundenen Kraftstoffe ist die CO₂-Abscheidung aus Luft ein finanziell aufwendiger Anlagenteil. Bei einfachen Syntheseprozessen wie beispielsweise von CH₄ beträgt der Anteil der CO₂-Abscheidung aus Umgebungsluft 40 % der gesamten Investitionskosten der Kraftstoffsyntheseanlage. Hier besteht signifikanter Forschungsbedarf zur Reduzierung der Anlagenkosten und des Energiebedarfs. Zudem können, insbesondere in der Übergangszeit von einer fossilen zu einer völlig nachhaltigen Energiewirtschaft, CO₂-Emittenten als CO₂-Quellen genutzt werden. CO₂ fällt dann ohne nennenswerten Energieaufwand und praktisch umsonst an. Selbst in einer Welt ohne Energiegewinnung aus fossilen Quellen wird es voraussichtlich immer noch Industriezweige geben, die prozessbedingt große Mengen CO₂ emittieren (zum Beispiel Stahl- und Zementherstellung oder Biogasherstellung). Dieses CO₂ kann zur kostengünstigen Produktion von PtX-Kraftstoffen genutzt werden.

Annahmen und Vorgehensweise

Im Rahmen des FVV-Arbeitskreises Kraftstoffe hat sich ein Team relevanter Partner aus Automobil-, Chemie-, Mineralöl- und Zulieferindustrie sowie einem Energieversorger zusammengefunden, mit dem Ziel, gemeinsam realistische Kraftstoff-Antriebs-

strangpfade zu definieren und diese anhand – auch zu definierender – Schlüsselkriterien mittels einer zu erstellenden „Kraftstoffmatrix“ zu vergleichen und gemeinsam zu bewerten. Die teilnehmenden Unternehmen und Verbände sind in **Abbildung 1** dargestellt.

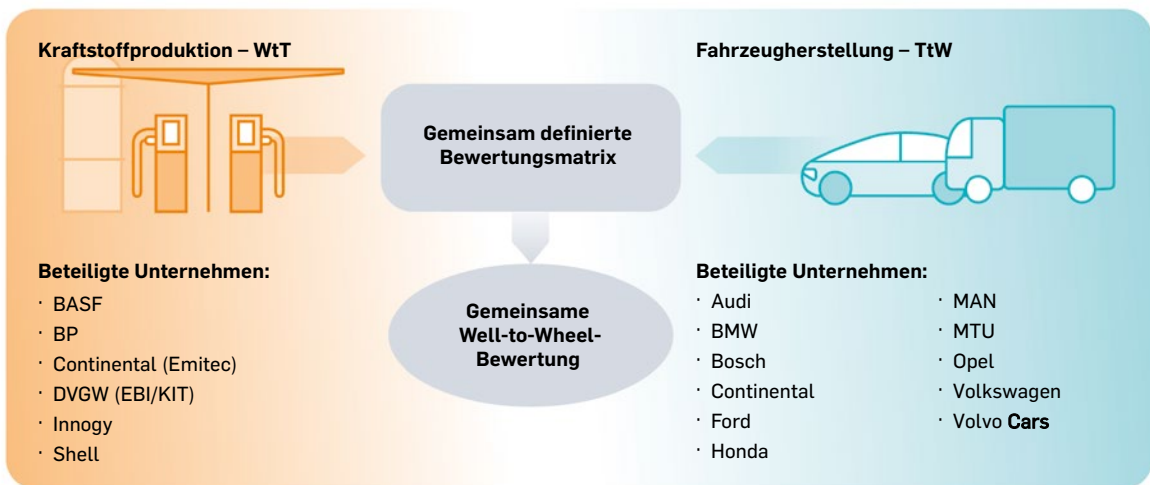


Abbildung 1: Mitglieder des Arbeitskreises „Kraftstoffe“ und Verfasser des Informationspapiers

Betrachtete Kraftstoff-Antriebsstrangoptionen

Schwerpunkt der Bewertung sind verschiedene, zuvor gemeinsam selektierte Kraftstoff-Antriebs-systeme, die ganzheitlich betrachtet eine vollständige Defossilisierung bis 2050 ermöglichen können. Die Energiebereitstellung in allen diesen Szenarien erfolgt ausschließlich CO₂-neutral durch Solar- und Windstrom. Die Nutzung des Stroms wird in drei grundsätzlich unterschiedlichen Szenarien verglichen (wie auch in **Abbildung 2** dargestellt):

1. Direkte Nutzung der regenerativ erzeugten elektrischen Energie in Elektrofahrzeugen (BEV) (Referenzszenario).
2. Erzeugung von Wasserstoff via Elektrolyse mit Hilfe der regenerativ erzeugten elektrischen Energie und Wasser. Anschließend Nutzung des Wasserstoffs in Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV).

3. Erzeugung sogenannter Power-to-X(PtX)-Kraftstoffe mithilfe regenerativ, elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs mittels unterschiedlicher, kraftstoffspezifischer Aufbereitungsprozesse unter Nutzung von CO₂ aus der Umgebungsluft oder von Quellen, die ansonsten CO₂ in die Umgebung entlassen würden (geschlossener CO₂-Kreislauf). Anschließende Nutzung im Verbrennungsmotor (je nach Kraftstoff: Diesel- oder Ottoprozeduren).

Eine detaillierte Übersicht der untersuchten Kraftstoff-Antriebsstrangpfade und die Zusammenfassung der Randbedingungen sind in **Tabelle 1** dargestellt. Dabei wird für die ersten beiden Kraftstoff-Antriebsstrangpfade – „BEV“ und „H₂ FCEV lokal“ – angenommen, dass permanent elektrische Energie zur Verfügung stehen muss (hier als Konstantstrom-Szenarien bezeichnet). Dies ist erforderlich, da weder elektrische Energie noch Wasserstoff ökonomisch sinnvoll in ausreichendem Maße an der Tankstelle gespeichert werden kann, um den Kundenwunsch nach Betankung des Fahrzeugs zu jeder Zeit zu entsprechen, das heißt auch in Phasen, in denen in Deutschland weder der Wind weht, noch die Sonne scheint (Dunkelflaute). In Anlehnung an [ISE 2015] wird angenommen, dass der Energieversorger durch die Notwendigkeit der permanenten Energiebereitstellung im Hintergrund 20 % der Energie in Form von CH₄ speichern (Wirkungsgrad 60 %) und rückverstromen (Wirkungsgrad 60 %) muss. Im Strompreis für diese Szenarien ist dies entsprechend berücksichtigt.

Eine Gleichstromleitung durch das Mittelmeer aus MENA (Region „Middle East & North Africa“), mit der bei entsprechender Vernetzung und Überdimensionierung weltweiter Windkraft- und PV-Anlagen eine permanente Energieversorgung ohne Power-to-Gas(PtG)-Pufferung denkbar wäre, wird als politisch zurzeit schwer realisierbar angesehen und ist in diesem Szenario nicht berücksichtigt. Daher wird sowohl im Minimalkosten-Szenario als auch im Maximalkosten-Szenario für die beiden „Konstantstrom-Szenarien“ von elektrischer Energiebereitstellung aus Deutschland ausgegangen.

Bei sämtlichen anderen Szenarien ist die Speicherung der Energie im Kraftstoff selbst möglich. Die Elektrolyse wird jeweils diskontinuierlich betrieben und füllt einen Wasserstoffspeicher. Um diskontinuierlichen Betrieb zu ermöglichen, werden die Wirkungsgrade von alkalischen Elektrolysen zugrunde gelegt.

Auch die PtX-Synthese wird, soweit möglich, diskontinuierlich betrieben. Zur Vergleichmäßigung der PtX-Synthese wird ein H₂-Druckspeicher genutzt, der, je nach Auslegung, sogar einen kontinuierlichen Betrieb der PtX-Anlage ermöglichen kann, wenn dies ökonomisch sinnvoll erscheint. Bezüglich ihrer Leistungsaufnahme sind sowohl Elektrolyse als auch die PtX-Synthesen den Stillstandzeiten entsprechend überdimensioniert.

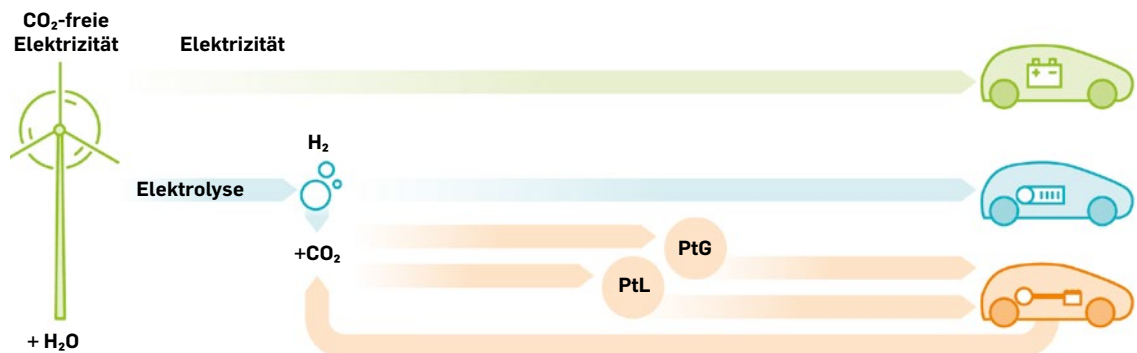


Abbildung 2: Grundsätzlich untersuchte Kraftstoff-Antriebsstrangpfade (100 % Defossilisierung)

Kraftstoff	Antrieb	Stromversorgung	Energiespeicher	Energieverteilung
Elektrischer Strom (Benchmark)	Batteriefahrzeug (BEV)	Permanent verfügbare elektrische Energie, Deutschland	20 % Energiepuffer (Pt-CH ₄ -Rückverstromung) zur Pufferung von Dunkelflauten	Stromverteilnetz Deutschland
E-H ₂ (Druckspeicher im Fahrzeug) (lokale Produktion an der Tankstelle)	Brennstoffzelle (FCEV)	Permanent verfügbare elektrische Energie, Deutschland	20 % Energiepuffer (Pt-CH ₄ -Rückverstromung) zur Pufferung von Dunkelflauten	Stromverteilnetz Deutschland
E-H ₂ (Druckspeicher im Fahrzeug) (Zentrale Produktion, für Transport verflüssigt)	Brennstoffzelle (FCEV)	Intermittierende elektrische Stromversorgung (Kraftstoffproduktion nur bei verfügbarem Solar-/Windstrom)	Kein zusätzlicher Energiespeicher. Energiespeicherung für Dunkelflauten im Kraftstoff selbst (Überproduktion bei Verfügbarkeit von Solar-/Windstrom).	Lokale Verflüssigung (für CH ₄ und H ₂)
E-Methan (Fahrzeug: Druckspeicher)	Ottomotor ($\lambda=1$)	Minimalkosten-Szenario: Produktion in MENA* (2030) Maximalkosten-Szenario: Produktion in Deutschland (2017)		Schifftransport des flüssigen Kraftstoffs (von MENA) + 500 km Lkw-Transport in Deutschland (für Kraftstoff aus MENA und Deutschland)
E-Methan (Pkw: Druckspeicher, Lkw > 3,5t: verflüssigtes Methan (LNG))	Ottomotor ($\lambda=1$) Dieselmotor HPDI (> 3,5t)			
E-Methanol (M100)	Ottomotor ($\lambda=1$)			
E-Benzin (Fischer-Tropsch)	Ottomotor ($\lambda=1$)			
E-Propan (LPG) (Fischer-Tropsch)	Ottomotor ($\lambda=1$)			
E-Diesel (Fischer-Tropsch)	Dieselmotor			
E-OME	Dieselmotor			
E-DME	Dieselmotor			

*MENA = Middle East North Africa

Tabelle 1: Randbedingungen der untersuchten Kraftstoff-Antriebsstrangpfade (100 % Defossilisierung)

Große FT-Anlagen (Fischer-Tropsch-Synthese) werden heute im regulären Betrieb nicht diskontinuierlich betrieben, da der Primärenergieträger kontinuierlich vorliegt. Mögliche Power-to-Liquid(PtL)-Anlagen würden aber auf diskontinuierlichen Betrieb optimiert werden, sodass im Rahmen der vorliegenden Studie eine Hochfahrdauer von 24 Stunden aus dem Stand-by-Betrieb angenommen wurde. Für die OME-Synthese lagen dem Arbeitskreis keine gesicherten Daten über die schnelle Anlauffähigkeit der Prozesse vor. Es wird angenommen, dass eine OME-Anlage die gleiche Dynamik aufweist wie

FT-Anlagen (24 Stunden Anlaufzeit). Um einen robusten PtX-Syntheseverlauf sicherzustellen, werden daher FT- und OME-Anlagen mit einem H₂-Druckspeicher von 24 Stunden ausgelegt. Größere H₂-Druckspeicher würden zwar zu einer Erhöhung der nutzbaren PtX-Volllaststunden führen, sind aber so teuer, dass deren Vergrößerung voraussichtlich ökonomisch keinen Sinn ergibt. Eine ökonomische Optimierung der H₂-Druckspeichergröße kann innerhalb dieser Kurzstudie nicht geleistet werden und wird daher nicht durchgeführt. Zur weitergehenden Optimierung der „H₂-Speichergröße –

PtX-Synthese-Volllaststunden“ müssten zudem zukünftig vorstellbare Alternativ- oder Ergänzungslösungen zu den sehr teuren H₂-Druckspeichern betrachtet werden. Vorstellbar wären beispielsweise Lösungen wie die Verwendung von Kavernenspeichern (wo geografisch möglich), von H₂-Flüssigspeichern oder auch die Rückverstromung des Syntheseprodukts zur Überbrückung von Dunkelflauten. Der Optimierungsprozess einer solchen Anlage ist aber nicht Inhalt dieser Studie.

Einfache PtX-Anlagen zur Erzeugung von Methan, Methanol und DME können im Gegensatz zu komplexen FT-PtX-Anlagen besser diskontinuierlich betrieben werden. Eine PT-Methan-Synthese kann den Experten des Arbeitskreises zufolge in etwa zehn Minuten aus dem Stand-by-Betrieb hochgefahren werden. Für den Hochlauf der Methanol- und DME-Produktion kalkuliert der Arbeitskreis etwa einen halben bis einen Tag ein. Daher wird für die Methan-Synthese eine H₂-Druckspeicher-

dauer von einer Stunde, für die Methanol- und DME-Synthese von je zwölf Stunden angenommen (jeweils für DE und MENA). Für die H₂-Verflüssigung wird, nach Rücksprachen mit Vertretern der H₂-Verflüssigungsindustrie, zum Hochlauf der Verflüssigungsanlage eine H₂-Druckspeicherdauer von sechs Stunden angenommen.

Die unterschiedlichen H₂-Speichergrößen sind als Mindestgrößen zu sehen und dienen primär dem robusten Betrieb der PtX-Synthesanlage. Sie wurden genau so groß ausgelegt, dass die Anlage aus dem vollen Speicher störungsfrei hochgefahren werden kann. Für kurze Dunkelflauten ermöglichen diese Speicher aber auch eine Erhöhung der PtX-Synthese-Volllaststunden. Diese wurden basierend auf Daten des Fraunhofer-Instituts abgeschätzt, für MENA auf Basis von [IWES 2017], für Deutschland auf Basis der Offshore-Windstatistik von 2016 [ISE 2015]. Die zusammengefassten Annahmen finden sich in **Tabelle 2** und **Tabelle 3**.

Wirkungsgrade Elektrolyse (max.)	0,73	–
Druckspeicherdauer H₂ (FT, OME)	24	h
Druckspeicherdauer H₂ (Methanol, DME)	12	h
Druckspeicherdauer H₂ (H₂-zentral)	6	h
Druckspeicherdauer H₂ (Methan)	1	h
Kalkulatorischer Zins	0,04	–
Pers., Wartung, Instandhaltung	0,05	–
Laufzeit der Anlagen	20	a
ROI	0,06	–
Restwert	0	Euro
Elektrolyse Volllaststunden (EL-VLS)	5.782	h/a
PtX-Volllaststunden (PtX-VLS) pro Jahr (Prozentuale Nutzung Dunkelflaute durch Installation H₂-Druckspeicher)		h/a
FT, OME	7.813 (68,2%)	
Methanol, DME	7.149 (45,9%)	
Methan, H₂-zentral	5.782 (0%)	

Tabelle 2: Annahmen „Minimalkosten-Szenario“, Produktion in MENA, Solar-/Wind-Mix

Wirkungsgrad Elektrolyse (min.)	0,62	–
Druckspeicherdauer H₂ (FT, OME)	24	h
Druckspeicherdauer (Methanol, DME)	12	h
Druckspeicherdauer H₂ (H₂-zentral)	6	h
Druckspeicherdauer (Methan, H₂-zentral)	1	h
Kalkulatorischer Zins	0,04	–
Pers., Wartung, Instandhaltung	0,05	–
Laufzeit der Anlagen	20	a
ROI	0,06	–
Restwert	0	–
Elektrolyse Volllaststunden (EL-VLS)	5.623	h/a
PtX-Volllaststunden (PtX-VLS) pro Jahr (Prozentuale Nutzung Dunkelflaute durch Installation H₂-Druckspeicher)		h/a
FT, OME, MTG	5.758 (4,3%)	
Methanol, DME	5.692 (2,2%)	
Methan, H₂-zentral	5.623 (0%)	

Tabelle 3: Annahmen „Maximalkosten-Szenario“, Produktion in DE, Offshore-Windstrom (Nordsee)

Annahmen für 100%-Szenarien zur Stromverfügbarkeit aus erneuerbaren Quellen

Für den Vergleich von verschiedenen Optionen zur Nutzung von Strom im Verkehrssektor – entweder als direkte (Elektromobilität) oder als indirekte Energiequelle (PtX, Wasserstoff) – ist die Annahme zu Stromgestehungskosten von entscheidender Bedeutung. Diese Kosten können durch viele Faktoren beeinflusst werden. So sind die gewählte Technologie, die Verfügbarkeit der zugrundeliegenden Inputenergie (Wind, Sonne), die Gleichzeitigkeit von Nutzung und Herstellung sowie die räumliche Distanz sehr relevant. Beispielsweise kann eine PV-Anlage bei sonst gleichen Annahmen an unterschiedlichen Orten/Ländern aufgrund der höheren Verfügbarkeit der Solarstrahlung in sonnenreichen Gebieten zu deutlich günstigeren Konditionen Elektrizität bereitstellen als in Deutschland. Um die Variation der Elektrizitätsbereitstellung abdecken zu können, sind in dieser Studie Maximal- und Mini-

malkosten für zwei verschiedene Szenarien bestimmt worden.

Das Szenario „Angebot folgt Last“ (aka „Konstantstromszenario“) unterstellt, dass Strom grundsätzlich verfügbar ist, wenn dieser benötigt wird. Dies bedeutet auch, dass die Kosten für Strom in einem gewissen Umfang eine Zwischenspeicherung von Strom in Batterien oder einem Energieträger (Wasserstoff, Methan, Flüssigbrennstoffe) beinhalten. Dies ist zum Beispiel dann der Fall, wenn Pkw direkt mit Strom „betankt“ werden. Das Nachladen der Pkw kann zwar grundsätzlich über einen gewissen Zeitraum (einige Stunden) gesteuert werden, gleichzeitig müssen Pkw auch bei einer längeren Dunkelflaute aufgeladen und genutzt werden können. Dies gilt auch grundsätzlich für Elektrolyseure, die dezentral Wasserstoff in unmittelbarer Umgebung

der Tankstelle bereitstellen, da man aus Kostengründen an solchen Tankstellen wahrscheinlich auf die Installation sehr teuer und aufwendiger H₂-Druckspeicher verzichten wird.

Die minimalen Kosten in diesem Szenario ergeben sich aus einer Abschätzung der Studie „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“ [Elsner 2015]. Hier werden die durchschnittlichen Kosten für die Strombereitstellung in einem Szenario mit sehr hohen CO₂-Reduktionszielen zwischen 87 und 114 € pro MWh angegeben. Für diese Untersuchung wird der Median (100 € pro MWh) genutzt. Dieses Szenario beinhaltet die Zwischenspeicherung von circa 20 % der Strommenge [Fraunhofer ISE 2015]. Die maximalen Kosten ergeben sich aus einer Kombination der technischen Lösungen der ESYS-Studie [Elsner 2015] unter Berücksichtigung heutiger Technologiekosten (PV, Wind, Speicher).

Das Szenario „Last folgt Angebot“ (intermittierende Stromversorgung) beschreibt einen Einsatzfall,

in dem die Nachfrage nach Strom dem Angebot prinzipiell folgen kann, sodass keine (beziehungsweise nur eine sehr geringe) Zwischenspeicherung notwendig ist. Dies ist zum Beispiel im Fall der „zentralen“ Herstellung (im Sinne von „nicht an der Tankstelle“) von Wasserstoff, Methan und allen flüssigen Energieträgern zutreffend.

Die minimalen Kosten beruhen auf einer Abschätzung der weiteren Kostenreduktion von PV- und Windanlagen bis 2030. Hier erscheinen Kosten von 1,5 ct pro kWh für PV und 2,5 ct pro kWh für Windanlagen an guten Standorten (zum Beispiel MENA-Region) realistisch. Die Kosten für PV-Strom liegen schon heute unter 3 ct pro kWh¹. Diese Kosten wurden genutzt, um die Stromlieferkosten auf der Basis der Volllaststunden von Wind und PV aus der Studie des Fraunhofer IWES abzuleiten² [IWES 2017]. Die maximalen Kosten basieren auf den Ergebnissen der Studie des Fraunhofer IWES für das Szenario Offshore Wind in Deutschland im Jahr 2017.

€/MWh	Min. Kosten		Max. Kosten	
	€/MWh	VLS (Elektrolyse) h/a	€/MWh	VLS (Elektrolyse) h/a
Angebot folgt Last	100	8.760	180	8.760
Last folgt Angebot	24	5.877	88 ³	5.623

Tabelle 4: Kostenannahmen elektrischer Strom (Innogy; auf Basis von [IWES 2017], [Elsner 2015], [Fraunhofer ISE 2015])

1 <https://renewablesnow.com/news/update-abu-dhabi-confirms-usd-24-2-mwh-bid-in-solar-tender-540324/>, <https://www.pv-tech.org/news/lowest-ever-solar-bids-submitted-in-abu-dhabi>

2 Die jährlichen Stromgestehungskosten (LCOE * jährliche Strommenge) wurden auf die tatsächlich genutzte Strommenge umgelegt (Abregelung 9%). Als Basis diente das Szenario LH₂-Produktion in Marokko im Jahr 2050. [IWES 2017]

3 Zum Vergleich: LCOE im Jahr 2020 zwischen 120 bis 180 USD pro MWh, Quelle: Seite 63 [IRENA 2012]

Investitionskosten für den Ausbau der Strominfrastruktur

Auf Basis der errechneten Verbräuche für Elektromobilität im Pkw- und Lkw-Segment wurden die Kosten für den notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur abgeschätzt. Hier ist zu berücksichtigen, dass sowohl der parallel erfolgende Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen als auch die Nutzung von intelligenter Ladesteuerung die hier genannten Kosten stark beeinflussen können. Gleichzeitig werden regionale Unterschiede in dieser einfachen Abschätzung zunächst vernachlässigt, die ebenfalls einen Einfluss auf die Kosten haben können. Als erste Näherung soll hier ein vereinfachter Ansatz gewählt werden, der die Kosten für die notwendige, zusätzliche Infrastruktur auf Basis der zusätzlichen Lasten sowie Kosten- beziehungsweise Investitionspauschalen aus verschiedenen Netzstudien abschätzt.

Auf Basis der Kostenpauschalen der BMWi-Verteilernetzstudie aus dem Jahre 2014 [BMW 2014], unter der Berücksichtigung der derzeit installierten Kapazitäten auf allen Netzebenen, können mittels eines Tagesneuwertansatzes die notwendigen Investitionen zum Bau der derzeit verfügbaren Infrastruktur in erster Näherung bestimmt werden. Das heutige Netz ist für eine Spitzenlast von circa 84 GW ausgelegt, sodass sich durchschnittliche Kosten von 2,4 bis 3,5 Mrd. € pro GW ergeben⁴. Gleichzeitig können die Kosten für den Ausbau der Netzinfrastruktur für zusätzliche Erzeugungsanlagen zu 1,0 Mrd. € pro GW abgeschätzt werden. Dies ergibt sich aus der Betrachtung der Kosten aus dem Netzentwicklungsplan 2030 [BNetzA 2017] für den Ausbau des Übertragungsnetzes (32 bis 34 Mrd. € bei 70 GW

EE-Ausbau: 0,5 Mrd. € pro GW Übertragungsnetzkapazität) sowie der Angaben in der DENA-Verteilernetzstudie [DENA 2012] für das Verteilnetz (28 Mrd. € bei 78 GW Zubau: 0,5 Mrd. € pro GW Verteilnetz⁵). Aufgrund der ausgleichenden Wirkung von EE-Zubau und zusätzlicher Nachfrage soll hier ein pauschaler Wert von 2,0 Mrd. € pro GW angenommen werden. Für Oberleitungs-Lkw ist nur eine Erweiterung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes (Übertragungsnetz plus 110 kV-Ebene des Verteilnetzes) notwendig, sodass hier 1,2 Mrd. € pro GW als Schätzung genutzt werden sollen⁶.

Bei Elektrofahrzeugen (Pkw) ist vor allem die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge ein wesentlicher Stellhebel für die Infrastrukturkosten. Bei sehr hoher Gleichzeitigkeit der Ladezyklen (alle Pkw laden gleichzeitig) würde die Nachfrage eine Spitzenlast von 500 GW (44 Mio. Fzg. * 10 bis 12 kW/Fzg.) und somit eine Investition in Billionenhöhe bedeuten. Es ist aufgrund einer natürlichen Verteilung der Ladezyklen, sowie durch eine einfache Steuerung ohne jeglichen Komfortverlust denkbar, diese Spitzenlast deutlich zu reduzieren. Für das Maximalkostenszenario dieser Studie wurden 5.000 Volllaststunden pro Jahr angenommen, die von Teilen des Arbeitskreises als durchaus realistisch angesehen wurden. Bei einem errechneten Bedarf von 135 bis 175 TWh würde dies die Spitzenlast auf 27 bis 35 GW reduzieren und die notwendigen Investitionen auf 54 bis 70 Mrd. € senken. Eine weitere intelligente Steuerung (Pkw als abschaltbare Lasten) könnte den Investitionsbedarf weiter senken. Zusätzlich wird ein Bedarf

4 Mengengerüst gemäß BDEW und Tagesneuwerte entsprechend [DENA 2010]

5 Zubau von 61 GW (in 2012) zu 139 GW in 2032; in 2016: 97 GW, sodass 28 Mrd. € jetzt auf 0,6 Mrd. €/GW kommen (unter Vernachlässigung der bereits betätigten Investitionen für einen weiteren EE-Ausbau). Daher wird hier vereinfachend ebenfalls von 0,5 Mrd. €/GW ausgegangen.

6 Das Verteilnetz exkl. 110 kV-Ebene ist für ca. ein Drittel der Kosten verantwortlich, sodass hier ca. zwei Drittel der Gesamtkosten (2 Mrd. €/GW) angesetzt werden.

7 Abschätzung durch installierte Kapazitäten für Diesel- und Benzinabgabe an Raststätten und Autohöfen (ca. 23 GW) und Berücksichtigung des verringerten Verbrauchs (50%) und einer 50%-Übernahme der Kapazitäten durch bereits installierte Infrastruktur, z.B. gleichzeitige Nachfragereduktion in Industrie und Haushalten

von 6 GW⁷ Netzausbau für die Schnellladeinfrastruktur abgeschätzt. Da solche Stationen an höheren Spannungsebenen installiert werden, werden die zusätzlichen Kapazitäten mit den spezifischen Investitionskosten für den Netzausbau für Oberleitungs-Lkw gleichgesetzt. Daraus entsteht eine Gesamtinvestition von circa 77 Mrd. €.

Unter Berücksichtigung der Informationen der Studie „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“ [ISI 2017]⁸ würde die errechnete Nachfrage (52 bis 69 TWh) zu einem weiteren Ausbau von circa 13 bis 17 GW führen. Dies würde Investitionen in Höhe von 15 bis 21 Mrd. € entsprechen.

Insgesamt kommt der hier gewählte Ansatz zu dem Ergebnis, dass zusätzliche Investitionen von 92 bis 98 Mrd. € notwendig wären. Die hier gewählten Zahlen liegen aufgrund der oben erläuterten Hintergründe eher am oberen Ende der tatsächlichen Kosten, da vor allem der Einfluss eines gleichzeitigen Ausbaus von EE-Anlagen sowie die Nutzung der Möglichkeiten durch die Digitalisierung der Energiewirtschaft noch keine Berücksichtigung finden. Gleichzeitig besitzt die heutige Infrastruktur noch freie Kapazitäten, die Neuinvestitionen weiter reduzieren.

Die Installation von dezentralen Elektrolyseeinheiten im Szenario „dezentrale Wasserstoffversorgung“ benötigt ebenfalls eine entsprechend ausgebaute Strominfrastruktur. Da die Elektrolyseeinheiten ebenfalls auf höheren Spannungsebenen angeschlossen werden, wird auch hier als Näherung die oben

erläuterte Abschätzung der Investitionen für Hoch- und Höchstspannungsnetze genutzt (1,2 Mrd. € pro GW). Unter der Randbedingung, dass sich der Bedarf der Elektrolyseeinheiten auf das Jahr verteilt (8.000 h/a), ergibt sich mit einem Strombedarf von 528 TWh ein zusätzlicher Netzausbau von 66 GW. Zusätzlich muss analog zur Schnellladeinfrastruktur für E-Pkw auch eine Bereitstellung zu Spitzenzeiten gesichert sein. Über einen analogen Ansatz wurde eine Kapazität von 15 GW⁹ für die Spitzenlastversorgung kalkuliert. Die Gesamtinvestitionen ergeben sich damit zu 90 Mrd. €.

Die hier berechneten Investitionsvolumina werden jeweils als „obere Grenze“ der notwendigen Investitionen begriffen, da Investitionskosten in eine Netzinfrastruktur teilweise schon in Kosten der zugrunde gelegten Studien zur Abschätzung der Stromgestehungskosten enthalten sind, vgl. [ISE 2015]. Damit ergeben sich die in **Tabelle 5** dargestellten Investitionskosten für die jeweiligen Szenarien.

Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz hängen neben der Transportdistanz auch von vielen weiteren Faktoren wie Betriebspunkt, Wetter und der eingesetzten Technologie ab. Daher werden in diesem Papier zunächst die derzeit beobachtbaren Netzverluste als Basis genutzt. Im Jahr 2014 sind insgesamt 23,9 TWh Netzverluste angefallen. Hier von entfallen 6,4 TWh auf das Übertragungsnetz. Bei einem gesamten Verbrauch von 487,5 TWh ergeben sich Verluste in Höhe von 4,9%. Für die Übertragungsnetzbetreiber(ÜNB)-Ebene ergibt sich ein Verlustfaktor von 1,3% [BNetzA 2016].

Szenario	Min. Investitionskosten	Max. Investitionskosten
Elektro-Pkw	0 Mrd. €	77 Mrd. €
Oberleitungs-Lkw	0 Mrd. €	21 Mrd. €
Dezentrale Wasserstoffversorgung	0 Mrd. €	90 Mrd. €

Tabelle 5: Investitionskosten für Stromnetzausbau für die jeweiligen Szenarien

⁸ Je 4 TWh Verbrauch wird ein Netzausbau von 1 GW benötigt.

⁹ Unter Berücksichtigung eines höheren Verbrauchs im Vergleich zu BEV, einer besseren Auslastung durch 24-h-Produktion an Spitzentagen und eine Substitution von 6 GW durch die bestehende Infrastruktur.

Ansatz zur Abschätzung des Kraftstoffbedarfs 2050

Um die Vergleichbarkeit sämtlicher Szenarien sicherzustellen, wird der reale Pkw- und Lkw-Kraftstoffverbrauch in Deutschland im Jahr 2015 zugrunde gelegt. Der Pkw-Verbrauch (bis 3,5 t

zulässiges Gesamtgewicht, inklusive Krafträder) betrug im Jahr 2015 etwa 440 TWh/a, der Lkw-Verbrauch (über 3,5 t zulässiges Gesamtgewicht, inklusive Busse) 120 TWh/a [Destatis 2017; KBA 2017].

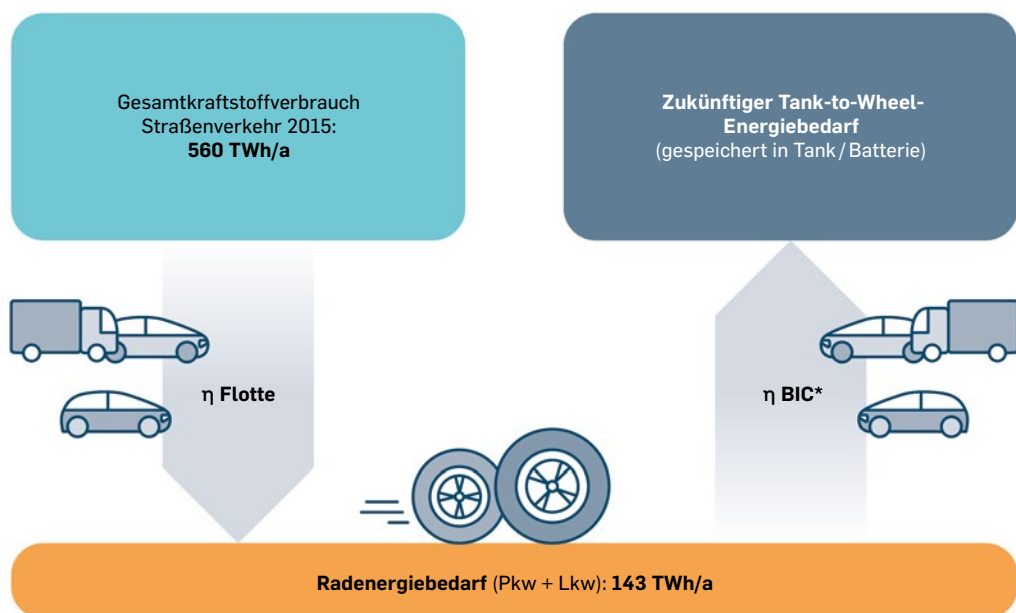
Tank-to-Wheel-Bewertung

Ausgehend von diesem Verbrauch wird der „Energiebedarf am Rad“ für die bestehende Pkw- und Lkw-Flotte berechnet. Das Verfahren ist in **Abbildung 3** dargestellt.

Dabei wurde für Pkw der NEFZ-Wirkungsgrad eines über das Alter der Fahrzeuge gemittelten, typischen Fahrzeugs der Kompaktklasse (zum Beispiel VW Golf, Opel Astra/Kadett, Ford Focus/Escort) in Höhe von 23% zugrunde gelegt, für Lkw ein Konstantfahrwirkungsgrad von 35%. Daraus ergibt sich ein „Rad-Energieverbrauch“ von etwa 143 TWh/a, davon 101 TWh/a für den Pkw und 42 TWh/a für

den Lkw. Die Herleitung des Pkw-FlottenWirkungsgrades wird im nachfolgenden Abschnitt erläutert.

Anschließend wird beim Pkw für jedes betrachtete Szenario, mit dem jeweils heutzutage bestmöglich erreichbaren NEFZ-Fahrzeugwirkungsgrad für jeden Antriebsstrang für das jeweils gleiche Fahrzeug (C-Segment Benzinfahrzeug mit 99 g/km CO₂ und Dieselfahrzeug mit 88 g/km CO₂), ein neuer Gesamt-Energieverbrauch ermittelt und zwar wieder auf Basis des NEFZ. Für Lkw wird ein Konstantfahrwirkungsgrad von bis zu 42% angenommen (Details siehe S. 24). Der neu ermittelte Gesamt-



* BIC (Best-in-Class): Pkw – effizientestes C-Segment-Fahrzeug 2017; Lkw – Wirkungsgrad bis zu 42% (Details siehe S. 24)

Abbildung 3: Ansatz zur Abschätzung des „realen“ Kraftstoffbedarfs 2050 auf Basis von NEFZ-Wirkungsgraden

Energieverbrauch wird dann durch die Gesamtkilometerleistung des Jahres 2015 dividiert. Der so ermittelte zukünftige „Realverbrauch“ (ohne Hybridisierung) bildet die Grundlage der Tank-to-Wheel(TtW)-Energiebedarfsrechnung. Mit diesen Grundannahmen wurde eine Berechnungstabelle erstellt, mit der sämtliche Szenarien hinsichtlich ihres Primärenergiebedarfs und der wirtschaftlichen Gesamtkosten verglichen werden. Dabei sind nicht berücksichtigt: die Änderung der Jahresfahrleistung bis 2050, die Änderung des Flottenmix bis 2050 (zum Beispiel mehr SUVs) sowie Technologiesprünge, die zu einer deutlichen Anhebung des heutzutage erreichbaren Wirkungsgrades führen. Da diese Änderungen für alle Technologien ähnlich verlaufen dürften, ist die Vergleichbarkeit der Szenarien gewährleistet. Ebenso ist bei sämtlichen Konzepten mit Verbrennungsmotor im ersten Ansatz keine Hybridisierung berücksichtigt. Bei Elektrofahrzeugen ist die erforderliche Heizenergie für den Winterbetrieb nicht berücksichtigt.

Sämtliche dieser Einflüsse auf den Energieverbrauch und die Kosten können anhand von Faktoren variiert werden, um so eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen.

Annahmen für Pkw

(Wirkungsgrade, Reichweite, Fahrzeugkosten)

Wie bereits erwähnt, wird beim Pkw der NEFZ-Wirkungsgrad eines über das Alter der Fahrzeuge gemittelten, typischen Fahrzeugs der Kompaktklasse (zum Beispiel VW Golf, Opel Astra/Kadett, Ford Focus/Escort) in Höhe von 23% herangezogen.

Dieser lässt sich mithilfe der Betrachtung des Fahrzeugbestands 2015 und der NEFZ-Verbräuche von Kompaktwagen entsprechender Baujahre verifizieren.

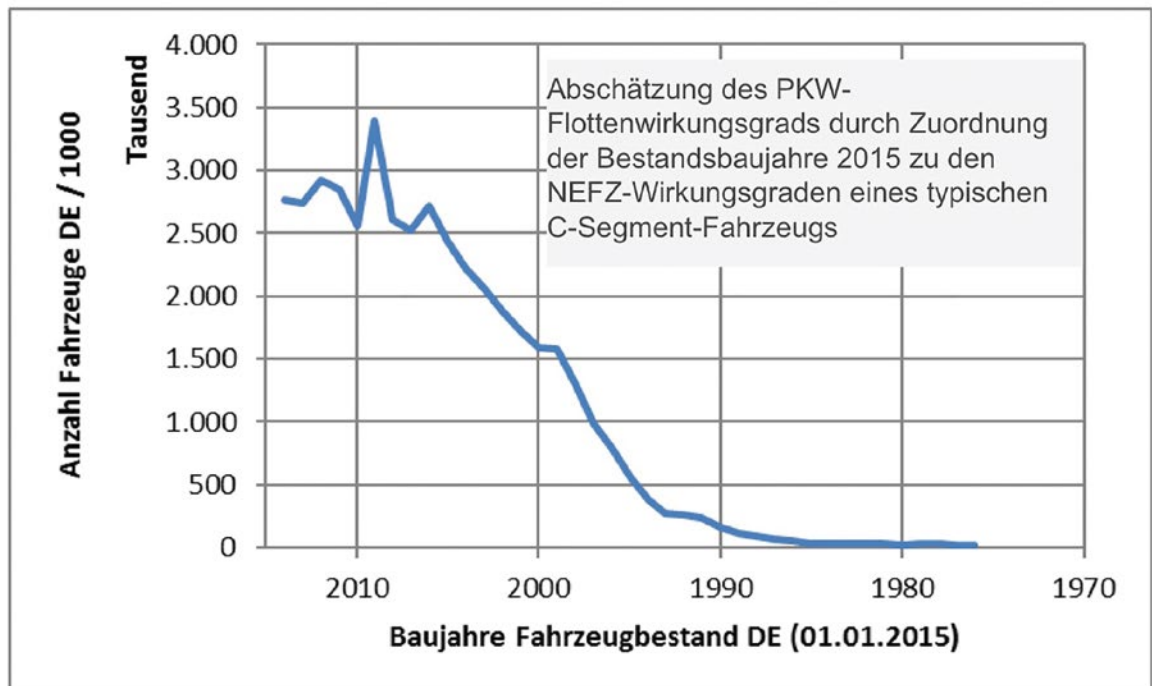


Abbildung 4: Baujahrverteilung im Fahrzeugbestand Pkw Deutschland 2015 [KBA 2015], [KBA 2017]

Sämtliche Wirkungsgrade der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor werden auf Basis eines Ford Focus, Modelljahr 2017, berechnet. Dabei wird als Basis für die ottomotorischen Brennverfahren ein turbo-aufgeladener, direkteinspritzender Dreizylinder-1,0-l-Benzin-Antrieb mit 74 kW, in der optimierten Eco-Version, mit einem CO₂-Austoß von 99 g pro km (NEFZ) gewählt. Für die selbstzündenden Brennverfahren dient ein turbo-aufgeladener, direkteinspritzender Vierzylinder-1,6-l-Diesel-Antrieb mit 77 kW in der optimierten Eco-Version, mit einem CO₂-Austoß von 88 g pro km (NEFZ) als Basis für den angenommenen Flottenverbrauch.

Für alle anderen verbrennungsmotorischen Antriebsstränge werden die Wirkungsgradverbesserungen, die sich durch die Potenziale der jeweiligen alternativen Kraftstoffe ergeben, berücksichtigt. Ebenso wird das Mehrgewicht der Kraftstoffe und

Tanksysteme berücksichtigt. Dabei wird davon ausgegangen, dass jedes Fahrzeug über eine NEFZ-Reichweite von mindestens 500 km verfügt. Das gilt auch für das Brennstoffzellenfahrzeug und das Elektrofahrzeug. Der Energieverbrauch dieser beiden Konzepte orientiert sich am derzeit verfügbaren bestmöglichen Technologiestand (BEV: Opel Ampera / VW Golf; FCEV: Toyota Mirai). Für das Brennstoffzellenfahrzeug wurde dabei ein Mehrgewicht gegenüber dem Benzinfahrzeug (Basis: 1276 kg) von nur 300 kg angenommen und nicht das reale Gewicht des Toyota Mirai (1930 kg) zugrunde gelegt, da der Toyota oberhalb des hier betrachteten C-Segment-Fahrzeugs angesiedelt ist. Durch die Gewichtsreduzierung vermindert sich der Verbrauch des FCEV von 91,15 MJ pro 100 km (homologierter Verbrauch des Mirai) auf 80,61 MJ pro 100 km.

Fahrzeug	NEFZ Energiebedarf MJ / 100km
BEV	47,17
E-H ₂ (FCEV)	80,61
E-DME (Dieselmotor)	124,79
E-OME 3 – 5 (Dieselmotor)	124,30
E-Methan – CH ₄ (Ottomotor, Direkteinspritzung)	127,53
E-Methanol (M100) (Ottomotor, Direkteinspritzung)	126,01
E-Benzin FT (Ottomotor, Direkteinspritzung)	131,48
E-Diesel (Dieselmotor)	123,37
E-Propan/Butan (Ottomotor, Direkteinspritzung)	126,73

Tabelle 6: Zukünftiger Energieverbrauch Antriebskonzepte Pkw

Als Basis für die Kostenbetrachtung wird ein Kompaktklassenfahrzeug mit Benzin-Ottomotor für einen Grundpreis von 20.000 € angenommen.

Der Wertverlust wird nach Tabellen des ADAC für eine Fahrleistung von 15.000 km/a und eine Laufzeit von vier Jahren gerechnet. [ADAC 2016]

Beispiele Kompaktklasse, ca. 20.000 €	Listenpreis [€]	Wertverlust/ Monat [€]	Wertverlust/ Jahr [€]	Wertverlust/ 4 Jahre [€]
Seat Leon SC 1.4. TSI Start&Stop Style	20.940	314	3.768	15.072
Seat Leon 1.0 TSI Ecomotive Reference	20.110	288	3.456	13.824
Skoda Octavia 1.4 TSI Green tec Active	20.830	307	3.684	14.736
VW Golf 1.2 TSI BMT Comfortline	19.675	299	3.588	14.352
VW Golf 1.0 TSI BlueMotion Trendline	20.450	327	3.924	15.696
Durchschnitt	20.401	307	3.684	14.736
auf 20 k€ bezogen	20.000	301	3.612	14.446
Annahme für Studie	20.000	300	3.600	14.400
			Wertverlust €/ 100 km	24

Tabelle 7: Basis Wertverlustberechnung Pkw; 15.000 km im Jahr [ADAC 2016]

Annahmen für Nutzfahrzeuge (Wirkungsgrade & Kosten; Energiedichte/ Reichweite)

Für die Abschätzung des Fahrverbrauchs beziehungsweise des Wirkungsgrades des Antriebsstrangs werden heutige Durchschnittswerte als Basis genommen, zukünftige Verbesserungen mit angerechnet und Veränderungen aufgrund geänderter Kraftstoffe entsprechend berücksichtigt. Laut Lastauto & Omnibus Katalog 2017 [LastOm 2017] liegt der durchschnittliche Verbrauch von Nutzfahrzeugen im Fernverkehr (40 t) bei etwa 33 l pro 100 km. Nimmt man als Basis den WHTC-Zyklus eines 40-t-Zugs an, so kommt man auf rund 430 MJ pro 100 km. Damit ergibt sich ein Wirkungsgrad des Antriebsstrangs eines Nutzfahrzeugs von etwa 36%. Für den gesamten Fahrzeugbestand ist der Wirkungsgrad leicht geringer, da die Verbräuche im Baustellen- und Buseinsatz höher sind, die Auslastung aber teilweise auch niedriger. Es werden 35% für die gesamte Flotte (s.o.) verwendet. Für den hier betrachteten Zeithorizont 2030 bis 2050 wird von einem Verbesserungspotenzial hinsichtlich Fahrverlusten und Antriebsstrangverbesserungen von insgesamt optimistischen 20% ausgegangen. Damit wird ein Wirkungsgrad von 42% beziehungsweise ein mittlerer Kraftstoffverbrauch von circa 28,6 l pro 100 km prognostiziert. Dieser Wert ist umso mehr optimistisch, da die vielfältige Anwendung von Nutzfahrzeugen nicht nur den Fernverkehr, sondern vielmehr auch den Baustellen- und Verteiler-Lkw beinhaltet, der deutlich schwieriger zu optimierende Einsatzprofile aufweist.

Dieser Basis-Wirkungsgrad von 42% des konventionellen Dieselmotors wird übertragen auf andere Kraftstoffe, die mit CI-Brennverfahren (Compression Ignition – Selbstzündung) verbrannt werden können. Dazu gehört Methan im HPDI-Verfahren (High Pressure Direct Injection: ein Diesel-Brennverfahren mit Gas und Zündöl), DME, OME sowie synthetischer Diesel. Für ottomotorische Brennverfahren mit Zündkerze, also vorgemischte Methan- oder Methanol-Verbrennung, wird ein Abschlag von 10 bis 15%

angenommen und damit ein Wirkungsgrad von 37% unterstellt. Zur Abschätzung für Benzin wird hier aufgrund der höheren Klopfneigung ein Wirkungsgrad von nur 36% angenommen. Für den Betrieb mit Propan/Butan wird der Mittelwert aus Benzin und Methan angesetzt, also 36,5%. Der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle wird für den Stack zu 55% angenommen. Dies ist ein optimistischer, aber realistischer Wert zukünftiger PEMFC (Polymerelektrolytbrennstoffzelle), wobei die Dauerhaltbarkeit für Nfz-Anwendungen – Erfahrungen liegen nur im Bus-Bereich vor – noch nicht nachgewiesen ist. Weiterhin wird ein Wirkungsgrad von 85% für das elektrische System bestehend aus Batterie, Elektromotor und Leistungselektronik unterstellt. Die Batterie ist notwendig, weil die Brennstoffzelle für hochtransiente Vorgänge nicht schnell genug reagiert. Somit ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad inklusive notwendiger Kühlumfänge von etwa 46%. Für die rein elektrische Oberleitungslösung wird analog dem Brennstoffzellenantrieb für die elektrische Seite ein Wirkungsgrad von 85% unterstellt. Auch hier muss davon ausgegangen werden, dass zur Überbrückung von Strecken ohne Oberleitung eine ausreichend große Batterie installiert ist.

Die Kostenabschätzung der notwendigen einzelnen Technologien für den jeweiligen Kraftstoff wird als Mehrkosten zur existierenden Dieselmotorisierung vorgenommen. Für die Basiskosten werden Werte aus dem Lastauto & Omnibus-Katalog 2017 für Fernverkehrsanwendungen verwendet [LastOm 2017]. Für die im Katalog aufgeführten und von der DEKRA berechneten Betriebskosten (ohne Personalkosten) wird der Mittelwert aus den Daten des gewerblichen Güterfernverkehrs mit 120.000 km pro Jahr und 330 kW \pm 10 kW verwendet. Die Werte werden formelmäßig entsprechend der DEKRA-Kommentierung im Katalog nachgebildet. Damit kann eine Betriebskostenrechnung für die Mehrkosten aus Technologien, die für die anderen Kraftstoffe notwendig sind, abgeschätzt werden. Die Mehrkosten gegenüber der Dieselsechnologie

werden bei synthetischem Diesel, bei OME und bei den ottomotorischen Brennverfahren mit Methanol und Benzin zu Null angenommen. Heutige Motoren mit ottomotorischen Brennverfahren zeigen noch Mehrkosten gegenüber dem Dieselmotor, von dem sie im Allgemeinen abgeleitet sind. Bei entsprechender Stückzahl und Kostenoptimierung sollten jedoch keine Mehrkosten mehr entstehen.

Bei DME und LPG sind Kosten für die Tanktechnik (Druckgastank) vorzusehen. Literaturwerte zu Mehrkosten sind nicht bekannt. Eine Abschätzung erfolgt über die Preise von frei käuflichen Drucktanks für LPG, die je nach Größe zwischen 1,0 US\$/l (2.000 l) bis 2,6 US\$/l (75 l) liegen. Dementsprechend wird optimistisch 1,0 €/l angenommen, was wiederum bei entsprechend hoher Stückzahl realistisch erscheint. Damit ergibt sich für einen 1.000-l-Tank ein Mehrpreis für den Fall LPG und DME von 1.000 €.

Für die anderen Kraftstoffe werden im Wesentlichen die Zahlen des vom Umweltbundesamts finanzierten Berichts „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“ [UBA 2016] und des dort oft verwendeten „Working Papers“ [Öko-Institut 2014] für die jeweiligen Technologien mit den im Folgenden beschriebenen Randbedingungen unterstellt. Die Anschaffungskosten in der aufgeführten Quelle sind für die Jahre 2010 und 2050 angegeben und werden gemittelt. So ergeben sich für die Mehrkosten des LNG-Tanks (LNG: Liquefied Natural Gas) etwa 14.000 €. Für jede Art von Methanverbrennung wird LNG unterstellt, weil die Reichweiten für den Fernverkehr mit CNG (CNG: Compressed Natural Gas) und die Dauer der Betankung nicht akzeptabel sind. Das HPDI-System wird in einer anderen Quelle [Rittich 2014] mit Mehrkosten ohne Tank zu 10.000 € angenommen, sodass für das dieselmotorische HPDI-Verfahren von Gas pessimistische 24.000 € angesetzt werden. Für die Brennstoffzelle werden im Maximalkosten-Szenario 150 €/kW_{el} im Jahr 2030 angenommen,

was bei 330 kW zu einem Brennstoffzellenpreis von 49.500 € führt. Der notwendige Wasserstofftank wird analog mit 1.320 € pro kg angenommen, was bei einem 57 kg Tank zu rund 75.000 € führt. Das Packaging eines solchen Tanks ist aktuell noch nicht gelöst. Mit 57 kg könnte das Fahrzeug circa 800 km weit fahren – in etwa die maximale tägliche Strecke eines heutigen Fernverkehr-Lkw. Insgesamt belaufen sich die Mehrkosten eines Brennstoffzellenfahrzeugs im Maximalkosten-Szenario auf rund 125.000 €. Im Minimalkosten-Szenario wird von einer Kostendegression für Brennstoffzellen- und Tanksysteme entsprechend dem U. S. Department of Energy ausgegangen. [US Energy 2009] [US Energy 2012]. Der Mehrpreis eines Brennstoffzellen-Lkw im Vergleich zu einem Diesel-Lkw beträgt damit im Minimalkosten-Szenario circa 37.000 €.

Für die Abschätzung der Mehrkosten für die Oberleitungstechnologie wird die „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“ verwendet [ISI 2017]. Dort werden Kosten für den Elektromotor zwischen 10.000 und 15.000 € angegeben und hier zu 12.500 € angenommen. Eine Untersuchung des Bundesautobahnnetzes zeigt, dass es viele Bereiche gibt, die Luftlinie 100 km mit einem Lkw ohne Oberleitung, also mit Batterie befahrbar sein müssen. Um diese Strecke mit einem 40-t-Zug und nur im Batteriebetrieb überwinden zu können, muss mit einer Batteriegröße von 300 kWh gerechnet werden. Das Packaging einer solch großen Batterie ist heute noch nicht geklärt. Die Kosten für die Batterie werden mit 250 € pro kWh angenommen. Dieser Wert ist höher als der für die Pkw-Anwendungen. Dies bedingt die angenommene härtere Betriebsart. Die mechanischen Belastungen (Beschleunigungen, insbesondere vertikal) und die elektrischen Belastungen (großer Leistungs- und Energiehub) sind deutlich höher als im Pkw-Einsatz.

Annahmen zum Energiebedarf und zu den Kosten der Herstellung synthetischer Kraftstoffe

Um eine technologieneutrale Bewertung der Kraftstoffherstellung zu ermöglichen, wird diese in vier wesentliche Teilprozessschritte aufgeteilt. Dies ermöglicht die Annahmen konstanter Randbedingungen und eine nachvollziehbare technische Bewertung aller Herstellungspfade (siehe **Abbildung 5**).

1. Elektrolyse
2. CO₂-Abtrennung inklusive Verflüssigung für die Speicherung
3. Kraftstoffproduktion inklusive Hilfsenergien, Nutzung von Abwärme und Aufwand für die Kraftstoffaufbereitung
4. Kraftstoffverteilung inklusive Verflüssigung, Transport, Verteilung und Bereitstellung an der Tankstelle.

Die bei vielen Prozessen während der Synthese durch exotherme Reaktion freiwerdenden Enthalpieströme können innerhalb der Prozesskette energetisch genutzt werden. Neben dem internen Gebrauch zur Produktaufbereitung (zum Beispiel für eine destillative Stofftrennung) kann die Wärme auch in die CO₂-Bereitstellung aus Luft eingekoppelt

werden. Dies betrifft die Kraftstoffe E-DME, E-Methan und E-Benzin/E-Diesel über Fischer-Tropsch. Die Energie wird hier genutzt um das CO₂ aus dem aminhaltigen Filtermaterial auszutreiben. Darüber hinaus ist es auch denkbar, einen Teil der Reaktionswärme aus der CO₂-Hydrierung (Synthese) zur Wasserverdampfung bei der Solid-Oxide-Elektrolyse mit Festoxidelektrolysezellen (SOEC – Solid Oxide Electrolysis Cells) zu nutzen. Damit kann der elektrische Wirkungsgrad der SOEC erhöht werden. Dieser Fall ist jedoch nur relevant, wenn keine CO₂-Bereitstellung aus Luft betrieben wird, da die Syntheseabwärme hier bereits zu großen Teilen genutzt wird. Für zentrale Produktion werden die Zeiten in denen keine elektrische Energie für den Betrieb von Nebenaggregaten und Produktverflüssigung zur Verfügung steht (zum Beispiel während der Nacht) durch Rückverstromung von Wasserstoff mittels Brennstoffzelle überbrückt. Um die Einflüsse der verschiedenen Teilprozesse auf den Energiebedarf und die Kosten einer möglichen zukünftigen E-Kraftstoff-Produktion separat bewerten zu können, werden vier Szenarien eingeführt, siehe **Tabelle 8**.

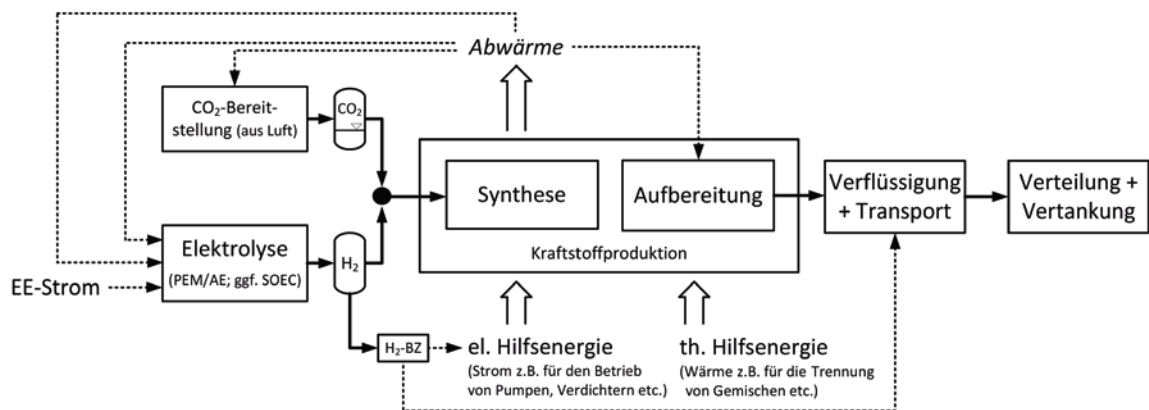


Abbildung 5: Schematische Darstellung der wesentlichen Prozessschritte der Produktion und Verteilung von E-Kraftstoffen

Szenarien	Randbedingungen
1 MENA, max. Wirkungsgrad / min. Kosten (Best-Case E-Kraftstoff)	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftstoffproduktion in MENA* • Hoher Elektrolysewirkungsgrad • CO₂ wird aus Luft bereitgestellt (günstig)
2 MENA, min. Wirkungsgrad / max. Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftstoffproduktion in MENA* • Geringer Elektrolysewirkungsgrad • CO₂ wird aus Luft bereitgestellt (teuer)
3 DE, max. Wirkungsgrad / min. Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftstoffproduktion in DE* • Hoher Elektrolysewirkungsgrad • CO₂ wird aus Luft bereitgestellt (günstig)
4 DE, min. Wirkungsgrad / max. Kosten (Worst-Case E-Kraftstoff)	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftstoffproduktion in DE* • Geringer Elektrolysewirkungsgrad • CO₂ wird aus Luft bereitgestellt (teuer)

*Strompreise siehe Tabelle 12

Tabelle 8: Mögliche Szenarien einer zukünftigen Produktion von E-Kraftstoffen

Basierend auf den genannten Szenarien wird anschließend ein „Best Case E-Kraftstoff“ (MENA, max. Wirkungsgrad / min. Kosten) und ein „Worst Case E-Kraftstoff“ (DE, min. Wirkungsgrad / max. Kosten) definiert, auf die im weiteren Verlauf der Studie verwiesen wird.

Bezüglich der Daten für die CO₂-Bereitstellung aus Luft wurde auf die Daten der Firma Climeworks zurückgegriffen. In allen Szenarien wird des Weiteren die benötigte Energie für die CO₂-Verflüssigung / Zwischenspeicherung berücksichtigt.

Die Berechnung der nutzbaren Abwärme der Kraftstoffsynthese basiert auf einer thermodynamischen Betrachtung der betreffenden Reaktionspfade. Die Abwärme fällt auf dem Temperaturniveau der betreffenden Synthesen an und kann, falls > 120 °C, zur CO₂-Bereitstellung genutzt werden. Die darüber hinaus erforderliche Hilfsenergie, die etwa für den Betrieb von Pumpen, Kompressoren, Recycle-Strömen etc. erforderlich ist, muss von extern (als Strom) in die Kraftstoffproduktion eingekoppelt werden. Der Produktaufbereitungsaufwand beinhaltet Verluste durch Bildung

unerwünschter Nebenprodukte sowie den Energieaufwand für die Produktaufbereitung.

Die zukünftige Produktionskapazität je Anlage wird Szenarien-übergreifend auf 2 Mio. t Kraftstoff pro Jahr festgelegt. Dies entspricht einer Benzinsproduktionsleistung von etwa 2,5 bis 3 GW.

Für die betrachteten Teilprozesse werden die in **Tabelle 9** dargestellten Annahmen bezüglich Wirkungsgraden und Kosten zugrunde gelegt.

Zur Vereinfachung wurde angenommen, dass Hilfsenergie jeglicher Art ausschließlich in Form von elektrischer Energie in die Prozessketten eingekoppelt wird.

Die Kraftstoffsynthesen wurden für die einzelnen Pfade separat betrachtet. In der Realität wird jeder einzelne Pfad hinsichtlich Größe, Betriebsweise, Standort, vorhandenem Investitionskapital und Unternehmensstrategie, Rückkopplung mit vorhandener Infrastruktur etc. ausgewählt beziehungsweise optimiert.

Teilprozess	Energieaufwand	Investitionskosten
CO₂-Bereitstellung aus der Luft	$P_{el} = 0,3 \text{ kWh/kg}_{CO_2}$ $P_{th} = 1,5 \text{ kWh/kg}_{CO_2}$ [LBST 2016]	Max. Szenario: $4.560 \text{ €/h/kg}_{CO_2}$ [LBST 2016] [Expertise aus dem Arbeitskreis] Min. Szenario: $2.700 \text{ €/h/kg}_{CO_2}$ [Expertise aus dem Arbeitskreis]
CO₂-Verflüssigung	$P_{el} = 0,2 \text{ kWh/kg}_{CO_2}$ (adiabate, polytrope Verdichtung auf 57 bar)	-
Elektrolyse	$P_{el} = 45,61 - 53,40 \text{ kWh/kg}_{H_2}$ [NOW 2011]	750 €/kW (1 MW, dezentrale Produktion) 250 €/kW (GW, zentrale Produktion) (Mittelwerte aus Prognose für 2040 und 2050: [LBST 2016])
H₂-Druckspeicher		$16,4 \text{ €/kWh}_{H_2}$ [Expertise aus dem Arbeitskreis]
Synthesen		
Fischer-Tropsch-Synthese	Nutzbare Abwärme: $0,19 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Synthesehilfsenergie: $0,03 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Produktaufbereitungsaufwand: $0,1 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$	$1.030 \text{ €/kW}_{Prod}$. [de Klerk 2011]
Methan-Synthese	Nutzbare Abwärme: $0,31 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Synthesehilfsenergie: $0,005 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Produktaufbereitungsaufwand: $0,001 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$	100 €/kW_{Prod} . (TREMPE Technologie, basierend auf Kosten der CO-Methanisierung) ¹⁰
Methanol-Synthese	Nutzbare Abwärme: $0,07 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Synthesehilfsenergie: $0,002 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Produktaufbereitungsaufwand: $0,12 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$	290 €/kW_{Prod} .
DME-Synthese	Nutzbare Abwärme: $0,09 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Synthesehilfsenergie: $0,003 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Produktaufbereitungsaufwand: $0,05 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$	190 €/kW_{Prod} .
OME-Synthese	Nutzbare Abwärme: $0,07 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Synthesehilfsenergie: $0,05 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$ Produktaufbereitungsaufwand: $0,34 \text{ kWh/kWh}_{Prod}$	760 €/kW_{Prod} .

10 1,6 GW Coal-to-SNG: 1,5 Mrd. €, wovon 10 % auf den TREMP-Teil entfallen [Topsøe 2012]

Verflüssigung		
H₂-Verflüssigung	$P_{\text{et}} = 0,21 \text{ kWh/kWh}_{\text{Prod}}$	900 – 1090 €/kW _{Prod.} [LBST 2016]
CH₄-Verflüssigung	$P_{\text{et}} = 0,04 \text{ kWh/kWh}_{\text{Prod}}$	270 – 600 €/kW _{Prod.} [LBST 2016]

Tabelle 9: Energie- und Kostenaufwand für die Prozessschritte der Produktion alternativer Kraftstoffe

Detaillierte Annahmen zu den Syntheseanlagen

Für die **Fischer-Tropsch-Anlage** werden darüber hinaus die folgenden Annahmen getroffen:

- Die vorhandene CtL/GtL-Technologie kann auch für PtL-Technologien ohne Einschränkungen angewendet werden.
- Der Anteil der Investitionskosten für die Kraftstoffaufbereitung ist vergleichsweise gering (ungefähr 10% der Gesamtkosten), wird jedoch berücksichtigt. Wird der heutige Raffineriepark für das synthetische Fischer-Tropsch Crude verwendet, entfallen die Investitionskosten entsprechend.
- Einer der Hauptkostentreiber für Fischer-Tropsch-Anlagen entfällt beim Einsatz in einer PtL-Anlage: die erforderliche Gewinnung des Sauerstoffes für die Synthesegasherstellung. Laut [de Klerk 2011] können sich somit die Kapitalkosten um bis zu ~30% reduzieren. Da hierzu keine weiteren Informationen bereitgestellt werden, wird diese mögliche Kostenreduktion in der vorliegenden Studie nicht weiter berücksichtigt.

Für die **Methan-Synthese** werden darüber hinaus die folgenden Annahmen getroffen:

- Die TREMP-Methanisierungstechnologie zur Methanisierung von biomasse-/kohlestämmigem Input wird als Grundlage zur Berechnung des Energie- und Kostenbedarfs verwendet.
- Tendenziell ist bei der CO₂-Methanisierung mit geringeren Aufwänden (Entfall des Recycle-Kompressors aufgrund geringerer Wärmetönung etc.) zu rechnen.

- Die Hilfsenergien beinhalten den Betrieb des Recyclekompressors. Es wird davon ausgegangen, dass CO₂ flüssig aus einem Tank bezogen werden kann.
- Die Produktaufbereitung beinhaltet die Trocknung des Produktgases.

Für die **DME-Synthese** werden darüber hinaus die folgenden Annahmen getroffen:

- Die DME-Synthese basiert auf einer direkten Hydrierung von CO₂ zu DME (70 bar, 240 °C) analog dem JFE-Prozess, der DME einstufig aus CO und H₂ produziert [ProEcPro 2005]. Die Aufarbeitung erfolgt destillativ.
- Die Hilfsenergien beinhalten den Betrieb des Recyclekompressors. Es wird davon ausgegangen, dass CO₂ flüssig aus einem Tank bezogen werden kann.

Für die **OME-Synthese** werden darüber hinaus die folgenden Annahmen getroffen:

- Die OME-Synthese [Schmitz 2017] läuft in drei Reaktionsschritten ab:
 - Hydrierung von CO₂ zu Methanol
 - Oxidation vom Teil des Methanols zu wässrigem Formaldehyd
 - Säure-katalysierte Kondensation von Formaldehyd und Methanol zu OME 3-5 Gemisch
- Die Aufarbeitung erfolgt in zwei destillativen Schritten und einer Phasentrennung.

Für die **Methanol-Synthese** werden darüber hinaus die folgenden Annahmen getroffen:

- Die Methanol Synthese basiert auf einer direkten Hydrierung von CO₂ zu Methanol (70 bar, 250 °C).
- Die Hilfsenergien beinhalten den Betrieb des Recycle-Kompressors. Es wird davon ausgegangen, dass CO₂ flüssig aus einem Tank bezogen werden kann.
- Die Produktaufbereitung beinhaltet die thermische Energie für die aufwendige Abtrennung des Methanols vom Reaktionswasser.

Die Ermittlung der Investitionskosten für DME und Methanol basiert auf Rechnungen mit einem thermodynamischen Simulator (analog ASPEN+) und spezifischen Investments [Lange 2001]. Dabei werden für Methanol und DME-World-Scale-Anlagen mit Jahreskapazitäten von 1,7 Mio t MeOH beziehungsweise 1,5 Mio t DME zugrunde gelegt. Für diese großen Kapazitäten werden leistungsspezifische Investitionskosten von 250 € pro kW Wärmeübertragungsleistung angenommen.

Wirkungsgrade der Kraftstoffproduktion und -bereitstellung

Die Gesamtwirkungsgrade der Kraftstoffherstellung ergeben sich für die einzelnen Szenarien somit zu den in **Tabelle 10** genannten Werten.

PtX-Kraftstoffe	Annahmen			
	Max. ELY-Wirkungsgrad, CO ₂ vorhanden	Min. ELY-Wirkungsgrad, CO ₂ vorhanden	Max. ELY-Wirkungsgrad, CO ₂ aus Luft	Min. ELY-Wirkungsgrad, CO ₂ aus Luft
BEV	94 %*	72 %*	94 %*	72 %*
E-H ₂ (FCEV), lokale Produktion, DE	67 %	58 %	67 %	58 %
E-H ₂ (FCEV), zentrale Produktion, MENA	61 %	53 %	61 %	53 %
E-DME	65 %	56 %	51 %	45 %
E-OME	45 %	39 %	37 %	33 %
E-Methan	71 %	60 %	57 %	50 %
E-Methanol	60 %	52 %	48 %	43 %
E-Benzin (FT)	61 %	52 %	47 %	42 %
E-Diesel (FT)	62 %	53 %	49 %	43 %
E-Propan (FT)	62 %	53 %	50 %	44 %

* Die Unterschiede des Wirkungsgrades sind auf die Ladegeschwindigkeit (Schnellladung ja/nein) zurückzuführen.

Tabelle 10: Wirkungsgrade bei der Produktion von PtX-Kraftstoffen

Energiebedarf und Kosten der Kraftstoffverteilung

Für alle zentral produzierten Kraftstoffe wird angenommen, dass diese per Lkw in Deutschland verteilt werden. Dabei wird unabhängig vom Produktionsort (MENA und DE) eine durchschnittliche Verteilstrecke von 500 km angenommen. Der energetische Mehraufwand gegenüber dem Transport von Diesel oder Benzin, der sich aus der geringeren Energiedichte einiger Kraftstoffe ergibt, wird dabei berücksichtigt. Für Methan und H₂ wird ein Transport in flüssiger Phase angenommen. Der Energiebedarf für die Verflüssigung wird berücksichtigt.

Für die beiden Konstantstrom-Szenarien (BEV und H₂-lokal) wird kein zusätzlicher Energiebedarf für die Kraftstoffverteilung angesetzt, da in keinem der beiden Szenarien Kraftstoff transportiert werden muss.

Da zu den Kosten von LNG- und L-H₂-Tankern nur wenig belastbare Informationsquellen zur Verfügung stehen, werden die Transportkosten für den Schifftransport von MENA nach Deutschland als vernachlässigbar abgeschätzt und sind im Vergleich der Szenarien nicht berücksichtigt, genauso wie die Investitionskosten für eine neue Tankerflotte (LNG- und L-H₂-Transport aus MENA) beziehungsweise die Umrüstung bestehender Tankerflotten (zum Beispiel für den Transport von Methanol, DME oder OME aus MENA). Dass diese Kosten vernachlässigbar sind, soll nachfolgende Kostenabschätzung für eine L-H₂- und LNG-Tankerflotte zeigen.

Die Ladekapazität eines typischen LNG-Tankers beträgt etwa 250.000 m³ [Wachtmeister et. al 2012] [Wiki Tanker 2017]. Mit der Flüssigdichte von LNG von etwa 425 kg pro m³ [LNG Calc 2017] ergibt sich eine Lademenge von 106.250.000 kg = 106.250 t. Dies entspricht einem Energiegehalt von $5.312,5 * 1E6 \text{ MJ} = 1475,7 * 1E6 \text{ kWh}$ pro Ladung (Hu = 50 MJ/kg). Unter der Annahme einer Transportdauer von zwei Wochen kann jedes Schiff 24 Ladungen pro Jahr transportieren. Daraus ergibt

sich eine jährliche Transportleistung von $24 * 1475,7 * 1E6 \text{ kWh} = 3,542 * 1E10 \text{ kWh} = 35,42 \text{ TWh}$ pro Tanker.

Um die benötigte Primärenergiemenge von etwa 700 TWh pro Jahr transportieren zu können, werden unter diesen Annahmen ungefähr 20 Tanker benötigt ($(700/35,42) \text{ TWh} = 19,76$). Die Investitionskosten für einen LNG-Tanker belaufen sich auf etwa 200 Mio. US\$ [Wiki Tanker 2017], das heißt etwa 170 Mio €. Somit ergibt sich eine Investitionssumme von 3,4 Mrd. €. Da Tanker gemeinhin über 40 Jahre abgeschrieben werden [Wiki Tanker 2017], sind die jährlichen Abschreibungskosten relativ niedrig. Da auch für den Flüssigkraftstofftransport aus MENA Umrüstkosten für bestehende Tanker anfallen, die zwar niedriger ausfallen dürften (aber leider nicht bekannt sind), sind die Unterschiede in den Tankerinvestitionskosten des LNG-Szenarios gegenüber Flüssigkraftstoffsznarien als noch geringer einzustufen.

Ein Flüssigwasserstofftanker hat etwa eine Transportkapazität von 11.400 t [Abe et. al 1998]. Dies entspricht etwa einer Energiemenge von $1.368 * 1E6 \text{ MJ}$ (Hu = 120 MJ/kg). Das sind $380 * 1E6 \text{ kWh} = 0,38 \text{ TWh}$ pro Ladung. Bei 24 Ladungen pro Jahr ergibt sich daraus eine jährliche Transportleistung von $24 * 0,38 \text{ TWh} = 9,12 \text{ TWh}$ pro Tanker. Um die benötigte Primärenergiemenge von etwa 502 TWh pro Jahr transportieren zu können, werden unter diesen Annahmen ungefähr 55 Tanker benötigt ($(502/9,12) \text{ TWh}$).

Die Investitionskosten für einen L-H₂-Tanker lassen sich in der Literatur kaum finden. Nach [Abe et. al 1998] belaufen sich diese auf etwa 3 bis 27 GBP/(GJ*a), das entspricht auf o.g. Tanker bezogen etwa 140 bis 2.200 Mio. US\$ pro Tanker, wobei die kleineren Werte für größere Schiffe gelten sollen. Mit der Annahme von Investitionskosten von 360 Mio. US\$ (3-facher Mindestwert [UKSHEC 2012], entspricht etwa 310 Mio. €) ergibt sich eine Investitionssumme von etwa 17 Mrd. € für eine L-H₂-Tankerflotte, die – wie schon die LNG-Flotte – gemeinhin über 40 Jahre abgeschrieben wird. Auch diese Kosten werden vernachlässigt.

Annahmen zur Infrastruktur der Kraftstoffverteilung

Grundsätzlich wird für alle in MENA produzierten Kraftstoffe ein Flüssigtransport (auch LNG und L-H₂) via Schiff und eine anschließende Verteilung per Lkw angenommen. Die Investitionskosten für die Schiffsflotte und deren Energieverbrauch werden vernachlässigt, da die Größen nicht dominant sind und hinsichtlich der Investitionskosten für L-H₂-Tanker kaum exakte Zahlen verfügbar sind (Abschätzung siehe oben).

Für den Transport durch Deutschland wird ein Lkw angenommen, der mit dem jeweiligen Zielkraftstoff sbetrieben wird (100-%-Szenarien). Der Energieverbrauch für den Transport ist in den Gesamt-Herstellungswirkungsgraden enthalten. Als durchschnittliche Auslieferungsentfernung werden 1.000 km angenommen (2 * 500 km:

MENA Terminal, zum Beispiel Seehafen: Hamburg, Antwerpen etc. bis irgendwo in Deutschland Mitte plus Rückfahrt leer). Die unterschiedlichen Energiedichten und damit Transportleistungen der Lkw werden gemäß **Tabelle 11** berücksichtigt. Die Lkw-Investitionskosten werden nicht berücksichtigt.

Transportmehraufwand E-Kraftstoff per Lkw durch DE	Benzin/ Diesel	H ₂	CH ₄	MeOH	DME	OME	FT	FT	
	(Referenz)	flüssig	flüssig				Benzin/ Diesel	Propan/ Butan	
Nutzlast	28	2,5	15,8	27,7	23,1	37,7	28,0	18,9	t
Dichte	800	71	450	790	660	1078	800	540	kg/m ³
Transportvolumen	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	m ³
Heizwert	42,00	119,97	50,01	19,90	28,40	18,97	42,00	46,00	MJ/kg
Energieinhalt pro Fahrt	1.176.000	298.125	787.658	550.235	656.040	715.738	1.176.000	869.400	MJ
Anzahl Fahrten	1	3,94	1,49	2,14	1,79	1,64	1,00	1,35	-
Anzahl Mehrfahrten (vs. Diesel)	0,00	2,94	0,49	1,14	0,79	0,64	0,00	0,35	-
Kraftstoffverbrauch Lkw	1.220,10	1.220,10	1.220,10	1.220,10	1.220,10	1.220,10	1.220,10	1.220,10	MJ/100 km
MJ Kraftstoffverbrauch/ 100 km/ MJ Kraftstoff transportiert	0,0010	0,0041	0,0015	0,0022	0,0019	0,0017	0,0010	0,0014	MJ/MJ/ 100 km
MJ Kraftstoffverbrauch/ Lieferstrecke/ MJ Kraftstoff transportiert	0,0104	0,0409	0,0155	0,0222	0,0186	0,0170	0,0104	0,0140	MJ/MJ (2 x Auslieferentfernung)
MJ Kraftstoffverbrauch/ Lieferstrecke/ MJ Kraftstoff transportiert vs. Diesel	0,0000	0,0306	0,0051	0,0118	0,0082	0,0067	0,0000	0,0037	MJ/MJ (2 x Auslieferentfernung)
Energetischer Mehraufwand	0,00000	0,03055	0,00512	0,01180	0,00822	0,00667	0,00000	0,00366	kWh/kWh
Fahrstrecke	1.000	km							
Verbrauch Diesel Lkw	35	l Diesel/ 100 km							
Verbrauch Diesel Lkw	29,05	kg Diesel/ 100 km							
Transportbedarf Basis	0,01038	kg Diesel verbraucht/ kg Diesel transportiert							
	0,01038	kWh Diesel verbraucht/ kWh Diesel transportiert							

Tabelle 11: Energieaufwand für den Transport in Deutschland

Für die Kraftstoffversorgung mit zentral in Deutschland hergestellten Kraftstoffen werden die gleichen Annahmen für den Transport mit dem Lkw innerhalb Deutschlands getroffen. Beim Elektrofahrzeug und bei dezentral produziertem H_2 fallen keine Transportaufwände an.

Der Energieaufwand und die Kosten für die H_2 - und Methan-Verflüssigung sind im vorherigen Kapitel, **Tabelle 9**, beschrieben. Weiterhin werden die Energieaufwände zum Betrieb der Tankstellen berücksichtigt. Für alle Flüssigkraftstoffe werden vereinfachend die gleichen Energieaufwände, wie für Dieselkraftstoff angenommen, nämlich 0,0034 kWh je 1 kWh finaler Kraftstoff [BMVBS 2013].

Für eine Methantankstelle werden 0,005 kWh je 1 kWh finaler Kraftstoff angesetzt. Diese ergeben sich aus der Annahme eines Mix von C-Methan Verdampfung aus L-Methan und C-Methan-Direktvertrieb. Bei C-Methan werden 0,01 kWh je 1 kWh finaler Kraftstoff angesetzt (gilt für Kompression aus Erdgasnetz auf 300 bar), flüssig verteiltes Methan liegt nahe Null. Daraus ergibt sich ein Mittelwert von 0,005 kWh je 1 kWh finaler Kraftstoff.

Für den Betrieb einer flüssig belieferten H_2 -Tankstelle (zentrales H_2 -Szenario) werden 0,41 kWh je 1 kg H_2 (0,0124 kWh je 1 kWh H_2) Betriebsenergie angesetzt [EFCF 2004]. Diese ergeben sich vornehmlich aus dem Energiebedarf für die Kühlung (Energiebedarf 100 kg pro Tag bei circa 5 kWh pro kg).

Für den Betrieb einer dezentralen H_2 -Tankstelle werden 3,51 kWh je 1 kg H_2 (0,106 kWh je 1 kWh H_2) angesetzt [CEP 2015].

Annahmen zur Infrastruktur für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellenfahrzeuge – Pkw

Derzeit gibt es in Deutschland etwa 14.000 Tankstellen, an denen Diesel und Benzin verkauft wird. Die meisten dieser Tankstellen verfügen über acht oder mehr Tankplätze, an denen in der Regel alle Benzin- und Dieselsorten erhältlich sind. Die Anzahl der vorhandenen Tankstellen sind das

Ergebnis einer ökonomischen Marktentwicklung der letzten Jahrzehnte. Dabei sind Tankstellen nicht zu jeder Tageszeit voll ausgelastet, sondern nur zu Stoßzeiten. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass weniger Tankstellen für eine Grundversorgung reichen würden. Insgesamt sehen sich die Tankstellenbetreiber zudem einer Konsolidierungsphase ausgesetzt.

Die Anzahl der LPG-Tankstellen in Deutschland beträgt etwa 6.800, die der Erdgastankstellen circa 900. Während die Erdgastankstelleninfrastruktur bei Kundenbefragungen oft als unzureichend empfunden wird, ist selbiges über die Anzahl der LPG-Tankstellen nicht bekannt. Daraus wird vom Arbeitskreis geschlossen, dass die Mindestanzahl von Tankstellen für eine Vollversorgung (100%-Szenario) irgendwo im Bereich 900 bis 6.800 Tankstellen liegen muss. Ausgehend von dieser Feststellung und der jetzigen Marktsituation werden zwei Leitplankenszenarien für ein 100%-Szenario als realistisch angenommen. Das „Minimalkosten-Szenario“ geht von 5.000 Tankstellen aus, das „Maximalkosten-Szenario“ von 10.000 Tankstellen. Dabei sind sämtliche Tankstellen mit acht Zapfpunkten der jeweilig betrachteten Kraftstoffsorte ausgestattet.

Laut Erfahrungen von Tankstellenbetreibern, beträgt die durchschnittliche Verweilzeit eines Kunden für einen Tankvorgang circa 10 min. Die Betankungszeit selbst pro 100 km beträgt für ein Benzin- und Dieselfahrzeug meist weniger als 10 s. Zum Nachtanken einer Kraftstoffmenge für 500 km werden demnach weniger als 50 s reine Befüllzeit benötigt. Die reine Befüllzeit macht daher nur einen Bruchteil der Verweilzeit an der Tankstelle aus (< 10%). Methan-, LPG- und Brennstoffzellenfahrzeuge haben in der Regel eine Betankungszeit von weniger als 30 s pro 100 km. Zum Nachtanken einer Kraftstoffmenge für 500 km werden demnach weniger als 2 ½ min reine Befüllzeit benötigt. Die reine Befüllzeit macht auch bei diesen Fahrzeugen nur einen kleinen Teil der Verweilzeit an der Tankstelle aus (< 25%). Daher werden für sämtliche Kraftstoff-Antriebskombi-

nationen, außer dem Elektrofahrzeug, dieselbe Anzahl von Tankstellen und Zapfpunkten zugrunde gelegt. Das Elektrofahrzeug, dessen Ladedauer für 100 km zwischen 500 s und 6 bis 7 h beträgt (Schnellladestation 150 kW beziehungsweise Haushaltssteckdose bei einem Verbrauch von 60 MJ pro 100 km; zum Beispiel NEFZ Ford Focus oder 1,5 * NEFZ Opel Ampera) benötigt eine deutlich andere Infrastruktur, deren Annahmen im Text weiter unten im Detail beschrieben werden.

Für **FT-Diesel** und **FT-Benzin** kann die vorhandene Infrastruktur weiter genutzt werden, daher fallen keine Kosten an.

Für **OME** nehmen die Experten des Arbeitskreises an, dass die vorhandene Diesel- und Benzininfrastruktur (Umrüstung je vier Diesel- und vier Benzin-Zapfpunkte), nach Umrüstung mit neuen Dichtungen, verwendet werden kann. Dabei wird auch angenommen, dass zur Umrüstung wahrscheinlich keine Gasrückführungssystem (Vapor Recovery) erforderlich ist (ungeklärt für OME 3). Die zugrunde gelegten Umrüstkosten betragen 1.250 € pro Zapfpunkt.

Für **Methanol** wird angenommen, dass nur „ethanoltaugliche“ Tankstellen, das heißt ausgerüstet mit einer Ethanol-kompatiblen Tank-Kunststoffbeschichtung und ohne Kupferleitungen, umgerüstet werden. Das sind alle nach 2005 in Deutschland neu errichteten oder modernisierten Tankstellen, etwa 95 % des Bestands. Bis auf Schläuche und Dichtungen sind diese Tankstellen in der Regel Methanol-tauglich. Es wird zudem angenommen, dass jeweils vier Benzin- und vier Dieselpunkte umgerüstet werden. An den Diesel-Säulen muss dazu ein Vapor-Recovery-System installiert werden. Die durchschnittlichen Umrüstkosten belaufen sich nach Einschätzung der Experten des Arbeitskreises auf circa 2.250 € pro Zapfpunkt.

Da die derzeitige **LPG**-Infrastruktur nur kleine Tanks mit geringer Füllmenge, sowie meist nur ein bis zwei Zapfpunkte pro Tankstelle beinhaltet, ist diese Infrastruktur nur für einen Übergang nutzbar und müsste für eine 100%-Versorgung an allen 10.000

beziehungsweise 5.000 Tankstellen durch entsprechend große, neue Tanks ersetzt werden (auch an denen, die schon LPG verkaufen). Daher werden vorhandene Tanks nicht angerechnet. Für die Neuinstallation werden pro Tankstelle 100 m³ Tank (Lagertank oberirdisch, fertig installiert) zugrunde gelegt. Die Kosten für die neuen LPG-Tanks belaufen sich nach Einschätzung der Experten des Arbeitskreises auf 6.250 € pro Zapfpunkt.

Die alten LPG Säulen können hingegen verwendet werden, sodass die vorhandenen Zapfpunkte (Annahme: 6.800 * 2) von den Neuinstallationskosten für die LPG-Zapfpunkte abgezogen werden. Ein LPG-Zapfpunkt wird mit 7.500 € veranschlagt.

Für **DME** werden prinzipiell die gleichen Infrastrukturkosten wie für LPG angenommen (mit 9.500 € pro Zapfpunkt für die Tankneuinstallation + mit 7.500 € je Zapfpunkt), mit dem Unterschied, dass für DME der Bestand an LPG-Zapfsäulen nicht angerechnet wird, da diese nicht ohne Modifikation übernommen werden können. Zur Verteilung von DME müssen nach Einschätzung der Experten des Arbeitskreises zumindest neue Dichtungen und Schläuche installiert werden.

Für **Methan** wird angenommen, dass die heutige Infrastruktur nutzbar ist, da diese in der Regel vom Gasnetz gespeist wird und somit keine zu kleinen Tanks, wie bei LPG, ersetzt werden müssen. Als vorhandene Infrastruktur werden 900 Tankstellen, mit lediglich zwei Zapfpunkten pro Tankstelle (Annahme) berücksichtigt. Das heißt, es wurde von den 10.000 beziehungsweise 5.000 aufzubauenden Tankstellen, 900 Viertel-Tankstellen abgezogen. Für Pkw und Lkw bis 3,5 t wird ausschließlich komprimiertes Methan (CNG) als Kraftstoff angenommen, mit den entsprechenden Tankvorrichtungen. Die Tankstellenpreise wurden auf Grundlage von Gesprächen mit mehreren etablierten Firmen, die CNG-Tankstellen errichten, postuliert. Aus diesen Gesprächen geht ebenfalls hervor, dass bei der derzeitigen Infrastruktur bei mehr als 90% der Tankstellen von zwei Zapfpunkten ausgegangen werden kann. Diese vorhandenen Zapfpunkte sind zudem in

der Lage circa acht bis zehn Fahrzeuge pro Zapfpunkt pro Stunde zu befüllen, was bei der angenommenen Brutto-Tankzeit pro Fahrzeug in Höhe von 10 min ausreichend erscheint.

Eine heutige CNG-Tankstelle mit zwei Zapfpunkten kostet etwa 270.000 € (komplett). Auf dieser Basis wird die vollwertige Tankstelle mit acht Zapfpunkten wie folgt hochskaliert: zwei Verdichter inklusive Speicher à 350.000 € für vier Zapfsäulen. Dazu kommen Kosten von 35.000 € je Zapfpunkt für die Errichtung der Tanksäulen. Insgesamt ergeben sich damit Gesamtinstallationskosten in Höhe von 61.000 € je Zapfpunkt.

Für **Wasserstoff** existiert heute praktisch keine Infrastruktur, die für die Verteilung der erforderlichen Mengen ausreichen würde. Die existierenden etwa 30 Tankstellen und auch die geplanten Tankstellen, verfügen nur über ein oder zwei Zapfpunkte. Mehr als vier Fahrzeuge pro Stunde sind in der Regel dort nicht „back-to-back“ betankbar. Daher wird diese Infrastruktur nicht angerechnet.

Für das Szenario **mit zentraler Wasserstoffherstellung** werden ausschließlich flüssig, per Lkw belieferte Tankstellen angenommen. Die Tankstellenpreise basieren zum einen auf Gesprächen mit mehreren etablierten Firmen, die Wasserstoff-Tankstellen errichten, zum anderen auf der Studie [Mayer et. al 2017]. Auf dieser Basis werden 3,3 Mio € pro Tankstelle (min. 700 kg H₂ am Tag, acht Zapfpunkte) angenommen.

Für das Szenario **mit lokaler Wasserstoffherstellung** an der Tankstelle gelten die gleichen Annahmen für Tank und Zapfsäulen (3,3 Mio € pro Tankstelle; mindestens 700 kg H₂ am Tag, acht Zapfpunkte). Hinzu kommen Infrastrukturkosten für die Anschlüsse der örtlichen Elektrolyse, die im Kapitel „Investitionskosten für den Ausbau der Strominfrastruktur“ beschrieben werden.

Annahmen zur Infrastruktur für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellenfahrzeuge – Lkw

Lkw werden in der Regel nicht an Pkw-Tankstellen befüllt, sondern verfügen über eine eigene Infrastruktur, die zu großen Teilen aus Hoftankstellen und separaten Zapfpunkten an Autobahntankhöfen besteht. Die Studie [UBA 2016] geht von 48.572 Zapfsäulen für Lkw aus und der Annahme, dass 61 % der Lkw auf dem eigenen Betriebshof getankt werden. Der Arbeitskreis geht davon aus, dass die Anzahl der gegenwärtigen Tankstellen bei dem Neuaufbau der Infrastruktur sinkt und insbesondere bei teuren Installationen (zum Beispiel H₂) Speditionen eher auf eine eigene Tankstelle verzichten und auf öffentliche Tankstellen ausweichen würden. Die Betankungskapazität an öffentlichen Zapfsäulen (teilweise Übernahme von Betriebshofkunden) ist gegeben. Laut Expertise im Arbeitskreis, ist die zeitliche Auslastung der Säulen heute kleiner 10 %, sodass eine Reduzierung ohne weiteres möglich ist. Daher wurde vom Arbeitskreis angenommen, dass sich nur „große“ Speditionen/Betriebshöfe eine eigene Tankstelle leisten können. Wobei „groß“ mit „mehr als 10 Lkw“ definiert wurde. In Deutschland verfügen 18 % der Speditionen über mehr als 10 Lkw [BAG 2009].

Die Experten des Arbeitskreises schätzen die Anzahl der öffentlichen Lkw-Zapfpunkte auf 4.500. Diese Schätzung basiert auf Anzahl öffentlicher Lkw-Tankstellen (665) mit geschätzten sechs bis acht Zapfpunkten.

Analog zum Pkw (Reduzierung der Gesamtanzahl von Tankstellen von 14.000 auf 10.000 beziehungsweise 5.000) wird für das Maximalkosten-Szenario eine Gesamtzahl von 3.000 öffentlichen Tankstellen mit je vier Zapfpunkten (12.000 Zapfpunkte) angenommen, für das Minimalkosten-Szenario wird die Hälfte, insgesamt 1.500 Tankstellen (6.000 Zapfpunkte, angenommen).

Für **FT-Diesel** kann, wie bei den Pkw, die vorhandene Infrastruktur weiter genutzt werden, daher fallen keine Kosten an.

Für **FT-Benzin** nehmen die Experten des Arbeitskreises an, dass alle verwendeten Dieselsäulen für den Benzinbetrieb mit einem Vapor-Recovery-System umgerüstet werden müssen. Diese Kosten belaufen sich auf circa 2.500 € je Zapfpunkt.

Für **OME** nehmen die Experten des Arbeitskreises an, dass die vorhandene Dieselinfrastuktur nach Umrüstung weiter genutzt werden kann. Da die Filter- und Dichtungstauglichkeit noch nicht geklärt ist, werden Umrüstkosten in Höhe von circa 1.000 € je Zapfpunkt angenommen.

Für **Methanol** nehmen die Experten des Arbeitskreises an, dass alle Dieselpumpen umgerüstet werden können. Methanolbetankung erfordert, wie Benzin, ein Vapor-Recovery-System (circa 2.500 € je Zapfpunkt) und zusätzlich ein Schlauch-, beziehungsweise Dichtungsupgrade (circa 500 € je Zapfpunkt).

Für die Lkw-**LPG**-Infrastruktur gelten ähnliche Annahmen wie beim Pkw. Für die Neuinstallation werden pro Tankstelle 100 m³ Tank (Lagertank oberirdisch, fertig installiert) zugrunde gelegt. Die Kosten für die neuen LPG-Tanks belaufen sich auf 6.250 € je Zapfpunkt. Einen LPG-Zapfpunkt (Säule) veranschlagen die Experten des Arbeitskreises mit 7.500 €. Eine bestehende Infrastruktur gibt es nicht und kann somit nicht angerechnet werden.

Für **DME** nimmt der Arbeitskreis prinzipiell die gleichen Infrastrukturkosten wie für LPG an (mit 6.250 €/Zapfpunkt für die Tankneuinstallation + mit 7.500 €/Zapfpunkt).

Für die **Methan**-Tankstellen (für Lkw über 3,5 t) wurde ein Mix aus L-Methan- und C-Methan-Tankstellen angenommen. Der Arbeitskreis geht von 400 L-Methan-Zapfpunkten aus. Die Anzahl der C-Methan-Zapfpunkte wurde wie folgt berechnet:

$$\text{Anzahl der C-Methan-Zapfpunkte} = \text{Anzahl der Methan-Zapfpunkte gesamt} - 400$$

Genauso wie beim Pkw werden die reinen C-Methan-Tankstellen-Gesamteininstallationskosten in Höhe von 61.000 €/Zapfpunkt gerechnet. Für die **L-Methantankstelle** werden Kosten in Höhe von 500.000 €/Tankeinheit einmal LNG + zweimal CNG angenommen. Davon werden die Kosten von zwei bereits vorhandenen C-Methan-Säulen abgezogen, sodass sich netto pro LNG-Zapfpunkt Kosten in Höhe von 382.000 € ergeben. Die Tankstellenpreise wurden auf Grundlage von Gesprächen mit mehreren etablierten Firmen, die **C-Methan- und L-Methan-Tankstellen** errichten, postuliert.

Für das Szenario **mit zentraler Wasserstoffherstellung** werden, wie beim Pkw ausschließlich flüssig, per Lkw belieferte Tankstellen angenommen. Die Tankstellenpreise basieren zum einen auf Gesprächen mit mehreren etablierten Firmen, die Wasserstoff-Tankstellen errichten, zum anderen auf der Studie [Mayer et. al 2017]. Auf dieser Basis werden 3,3 Mio € pro Tankstelle (min. 700 kg H₂ am Tag, acht Zapfpunkte) angenommen.

Für das Szenario **mit lokaler Wasserstoffherstellung** an der Tankstelle gelten die gleichen Annahmen für Tank und Zapfsäulen (3,3 Mio € pro Tankstelle; mindestens 700 kg H₂ am Tag, acht Zapfpunkte). Hinzu kommen Infrastrukturkosten für die Anschlüsse der örtlichen Elektrolyse, welche im Kapitel „Investitionskosten für den Ausbau der Strominfrastruktur“ beschrieben werden.

Annahmen zur Infrastruktur für Elektrofahrzeuge – Ladesäulen Pkw (BEV)

Die Ladeinfrastruktur für BEV muss aufgrund der langen Ladezeiten deutlich umfangreicher und mit anderen Konzepten ausgeführt werden. Im Jahr 2017 gab es für Pkw in Deutschland folgende Ladeinfrastruktur [EAFO 2017]:

- bis 22 kW: 22.857
- mehr als 22 kW: 1.810
- Typ 2AC: 341
- CHADEMO: 444
- CCS: 638
- Tesla: 387

Vom Arbeitskreis wird folgende Ladeinfrastruktur als ausreichend angesehen:

- Schnellladestationen:
62.500 € x 160.000 Ladepunkte
- Heimpladen:
Wallbox (inkl. Installationskosten)
950 € x 25.000.000 Ladepunkte
- Arbeitsplatzladen:
analog Heimpladen,
950 € x 10.000.000 Ladepunkte

Im Minimalkosten-Szenario wird die Hälfte der Ladestationen angenommen.

Die Kosten für den zusätzlich erforderlichen Ausbau der Infrastruktur sind in Kapitel „Investitionskosten für den Ausbau der Strominfrastruktur“ erläutert.

Annahmen zur Infrastruktur für Elektrofahrzeuge – Lkw (HO-BEV)

Im rein elektrischen Szenario werden Hybrid-Oberleitungs-Lkw angenommen, die primär via Hochspannungsleitung mit Energie versorgt werden, aber auch eine Batterie besitzen, mit der sie außerhalb der Oberleitungsregion bewegt werden können (Lieferverkehr).

Für das Minimalkosten-Szenario wird das Szenario 2B aus [ISI 2017] herangezogen. Die Netzabdeckung mit Oberleitung beträgt 3900 km befahrbare Strecke (Max. Leistung Umspannstation 25 MVA). Laut dieser Studie beträgt die befahrbare Strecke inkl. Batteriebetrieb 13.000 km, was der Gesamtlänge des deutschen Autobahnnetzes entspricht. Dieses Konzept erfordert eine 300 kWh-Batterie im Lkw. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 16 Mrd. €.

Für das Maximalkosten-Szenario wird, unter Beibehaltung des Lkw mit 300 kWh Batterie, eine Oberleitungslänge von 13.000 km (komplette Autobahn) angenommen. Die Oberleitungskosten aus [ISI 2017] betragen 3,883–4,35 Mio. € pro km. Bei Annahme des höheren Werts belaufen sich die Gesamtkosten auf 56,55 Mrd. €. Die Kosten für den zusätzlich erforderlichen Ausbau der Infrastruktur sind in Kapitel „Investitionskosten für den Ausbau der Strominfrastruktur“ erläutert.

Weitere Bewertungskriterien

Neben dem Hauptfokus auf dem Vergleich der Betriebskosten der betrachteten Kraftstoff-Antriebsstrang-Kombinationen werden weitere Kriterien zur Bewertung herangezogen.

- a) Primärenergiebedarf Kraftstoffproduktion
- b) Sicherheit, Handling
- c) Erreichbarkeit Zero Emissions (TtW), sowie TtW-CO₂-Emissionen
- d) Markteinführungspotenzial, „Customer Acceptance“ und „Lead Time-to-Market“
 - i. Betankungszeit/Ladezeit
 - ii. Bestandskompatibilität/Drop-in-Fähigkeit in fossile Kraftstoffe
 - iii. Anzahl kompatible Pkw im Markt/ vorhandene Infrastruktur
 - iv. Technologieverfügbarkeit
 - v. Bi-Fuel-Fähigkeit (mit Benzin/ Dieselantrieb)
 - vi. Verfügbarkeit Kraftstoffnormen
 - vii. Nachrüstbarkeit
- e) Funktionstemperaturbereich
- f) Risiken, Potenziale/Vorteile
- g) Kompatibilität der Fahrzeuge mit Rest der Welt.

Ergebnisse

Elektrischer Energiebedarf

In **Abbildung 6** ist der erforderliche TtW-Energiebedarf [TWh/a] dargestellt, der sich mit den verschiedenen Antriebskonzepten ergibt. Den niedrigsten TtW-Energiebedarf hat das BEV mit 176 TWh/a. FCEV brauchen knapp die doppelte Energiemenge (307 TWh/a), Konzepte mit Verbrennungsmotoren etwa das 2,5-fache (431 bis 469 TWh/a).

Der sich daraus ergebende erforderliche WtW-Energiebedarf [TWh/a] ist in **Abbildung 7** dargestellt und zwar der Minimal- und der Maximalwert, die sich jeweils aus einer Kombination der günstigsten beziehungsweise ungünstigsten Annahmen für die Randbedingungen der PtX-Produktion ergeben. Details zu den jeweils günstigsten Annahmen (Minimalkostenszenario) und ungünstigsten Annahmen (Maximalkostenszenario) sind in **Tabelle 12** dargestellt.

Zukünftiger Tank-to-Wheel Energiebedarf

(PKW + LKW, in Tank bzw. Batterie gespeicherte Energie)

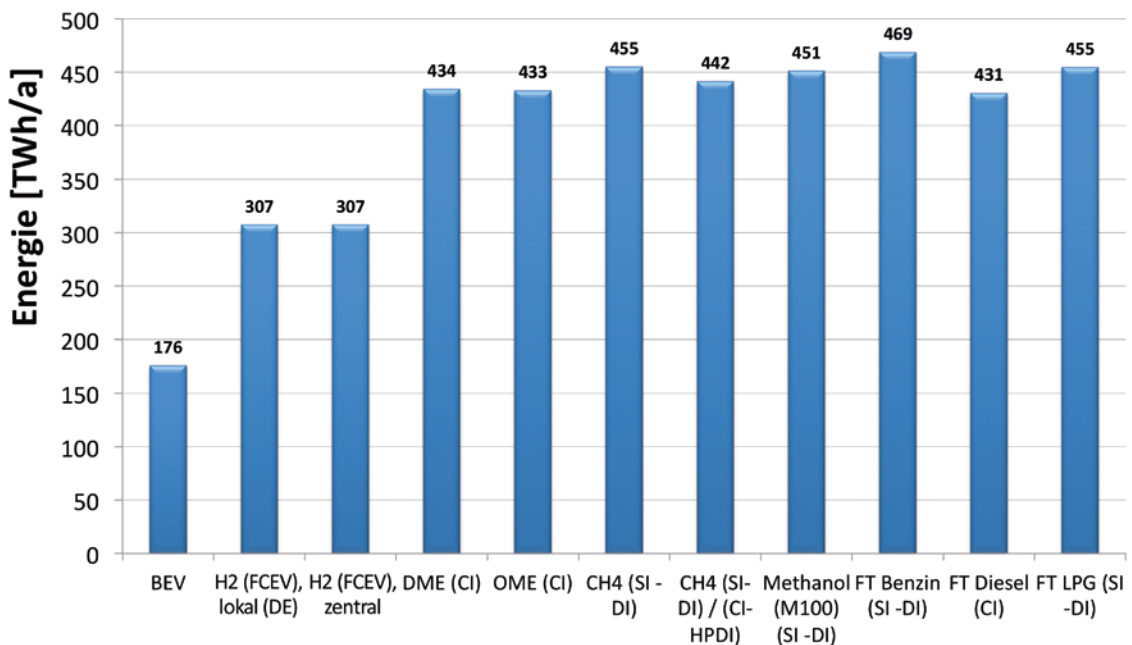


Abbildung 6: Erforderlicher TtW-Energiebedarf [TWh/a]

Szenario	Min. Kosten (max. Effizienz)	Max. Kosten (min. Effizienz)
Energiebedarf Elektrolyse PTX-Produktion (inkl. H ₂)	Alkalische Elektrolyse 45,61 kWh/kg H ₂ (Wirkungsgrad: 0,73)	Alkalische Elektrolyse 53,40 kWh/kg H ₂ (Wirkungsgrad: 0,62)
CO ₂ Quelle für PTX-Produktion	aus Umgebungsluft (124,50 €/t CO ₂)	aus Umgebungsluft (292,80 €/t CO ₂)
Strompreis BEV und FCEV/ H ₂ -lokal	Permanent verfügbar Deutschland 2030: 100 €/MWh	Permanent verfügbar Deutschland 2015: 180 €/MWh
Strompreis FCEV/H ₂ -zentral und alle weiteren PTX-Prozesse	Alternierend, MENA PV + Wind 2030 24,26 €/MWh (15 €/MWh PV, 25 €/MWh Wind)	Alternierend Off-Shore Wind, Deutschland 2015: 88,10 €/MWh
Abschreibung Investition Kraftstoffproduktion	20 Jahre, ROI 6%, Zins 4%, Instandhaltung 5%, Restwert 0	20 Jahre, ROI 6%, Zins 4%, Instandhaltung 5%, Restwert 0
Übertragungs-/ Ladewirkungsgrad BEV	Maximal: 0,94	Minimal: 0,72
Infrastruktur	Tankstellen: - Pkw: 40.000 Zapfpunkte - Lkw: 6.000 Zapfpunkte Pkw - BEV Ladepunkte: - 80.000 Schnellladestationen - 12,5 Mio. Heimladepunkte - 5 Mio. Arbeitsplatzladepunkte HO-BEV: Oberleitung 4.000 km Annahme: KEIN Stromnetzausbau erforderlich für BEV/Anschluss lokale H ₂ -Elektrolyse	Tankstellen: - Pkw: 80.000 Zapfpunkte - Lkw: 12.000 Zapfpunkte Pkw - BEV Ladepunkte: - 160.000 Schnellladestationen - 25 Mio. Heimladepunkte - 10 Mio. Arbeitsplatzladepunkte HO-BEV: Oberleitung 13.000 km Stromnetzausbau BEV-Ladepunkte: 77,4 Mrd. €, Anschlusskosten Oberleitung Lkw: 21 Mrd. €, Anschluss lokale H ₂ -Elektrolyse: 90 Mrd. €
Abschreibung Investition Infrastruktur	40 Jahre, ROI 6%, Zins 4%, Instandhaltung 5%, Restwert 0	40 Jahre, ROI 6%, Zins 4%, Instandhaltung 5%, Restwert 0
Fahrzeugkosten Pkw	alle SI-Konzepte ohne Aufpreis (Basis Benzinfahrzeug 20.000 €) alle CI-Konzepte + 2.400 € gegenüber SI (aus aktuellen Preislisten der Hersteller) Annahme (q. e. d.) für BEV und FCEV: in 2050 für gleichen Preis wie Diesel- Fahrzeug machbar.	Aus [Berger 2016] (Vorhersagen für 2030) + aktuelle Preislisten Hersteller (Basis Benzin-Fahrzeug 20.000 €): BEV500 + 11.300 €, FCEV + 12.500 €, DME + 3.400 €, Diesel/OME + 2.400 €, Methan + 1.800 €, Propan + 1.500 €, Methanol + 300 €
Fahrzeugkosten Lkw	Aus [LastOm 2017], S. 293 ff (DEKRA), (Basis: Sattelzug 90.400 €): Red. Preis FCEV u. BEV aus „Update DOE - Fuel Cell Technologies Office Kap. 3.3 + 3.4“ HO-BEV + 51.978 €, FCEV + 36.538 €, DME/ Propan + 1.000 €, Diesel/OME/Benzin + 0, Methan 14.000 bzw. 24.000 € (HPDI)	Aus [LastOm 2017], S. 293 ff (DEKRA), (Basis: Sattelzug 90.400 €): HO-BEV +87.500 €, FCEV +124.740 €, DME/Propan + 1.000 €, Diesel/OME/Benzin + 0, Methan 14.000 bzw. 24.000 € (HPDI)

Tabelle 12: Annahmen für die Minimal- und Maximalkosten-Szenarien

Bei den FCEV und den verbrennungsmotorischen Antrieben werden im Worst-Case-E-Kraftstoff-Szenario (DE, min. Wirkungsgrad/ max. Kosten) niedrige Elektrolysewirkungsgrade und im Best-Case-E-Kraftstoff-Szenario (MENA, max. Wirkungsgrad/ min. Kosten) maximale Elektrolysewirkungsgrade angenommen. Die Min.- und Max.-Effizienz-Szenarien der verbrennungsmotorischen Antriebe unterscheiden sich zudem bei den Annahmen der Investitionskosten für die CO₂-Abscheidung aus der Luft.

Die dargestellten Minimal- und Maximalwerte sind als „Leitplanken“ zu sehen. Der Bereich dazwischen als Vorhersageungenauigkeit. Eine Mittelwertbildung zum Vergleich von Szenarien würde daher zu falschen Schlüssen führen und sollte vermieden werden.

Die Annahmen für die Ladeverluste des BEV sind in **Tabelle 13** dargestellt. Die Ladeverluste der Batterie im Max.-Effizienz-Szenario werden bei Verbrauchsermittlung nach der geltenden Norm [ECE R101.01] bereits auf der TtW-Seite erfasst. Daher ist auf der WtT-Seite ein Wirkungsgrad von 100 % zugrunde gelegt. Dieser gilt für wirkungsgradoptimales, langsames Laden. Der Wirkungsgrad von 72 % des Min.-Effizienz-Szenarios stammt aus der aktuellen VDA-DENA-LBST Studie [LBST 2017], gilt für schnelles Laden und beinhaltet die Verteilungsverluste von bis zu 6-fach-Schnellladestationen mit 120 kW pro Ladeinheit und einen batterieelektrischen Pufferspeicher (2 h), um eine Batterie von 30 auf 100 % aufzuladen. Die Durchleitungsverluste vom Windrad zum BEV sind separat aufgeführt und betragen im Min.-Effizienz-Szenario 6 % und im Max.-Effizienz-Szenario 0 %, da dieser bereits in dem Batterieladungswirkungsgrad aus der LBST-Studie [LBST 2017] enthalten ist.

Um die Szenarien hinsichtlich des einzusetzenden Primärenergiebedarfs bewerten zu können, ist es notwendig, für die beiden Szenarien, die permanent elektrische Energie zur Verfügung stellen müssen (hier Konstantstrom-Szenarien genannt), BEV und H₂-lokal, die elektrische Energie zu berücksichtigen, die als Puffer für Zeiten der Flaute aufgewendet werden muss. Dabei wird angenommen, dass 20 % der volatilen elektrischen Energie als PtG-Methan gespeichert [ISE 2015] und anschließend in einem Gaskraftwerk rückverstromt wird. Als Wirkungsgrad für die PtG-Erzeugung und die Rückverstromung wird jeweils 60 % angenommen.

Die zentrale H₂-Erzeugung, die H₂-Erzeugung für die PtX-Anlagen sowie PtX-Anlagen selbst (teilweise eingeschränkt durch relativ lange Hochfahrzeiten von bis zu 24 h) können hingegen alternierend betrieben werden, sodass die Energiespeicherung im Kraftstoff selbst beziehungsweise im Zwischenprodukt Wasserstoff erfolgt.

Ein oft diskutierter Ansatz, die BEV-Flotte als Puffer für volatile Wind- und Sonnenenergie zu nutzen, wird in **Tabelle 14** ad absurdum geführt. Dort ist exemplarisch für eine zweiwöchige Flaute-Periode dargestellt, wie viel mehr die Batterie eines jeden einzelnen Fahrzeugs wiegen und kosten würde, wenn gleichzeitig alle 45 Mio. BEVs zur Zwischenspeicherung des Primärenergiebedarfs zum Betrieb der Fahrzeugflotte genutzt würden. In zwei Wochen müssten pro Fahrzeug 204 kWh gespeichert werden. Auf Basis heutiger Batterietechnologie (spezifisches Gewicht 6 kg pro kWh) und heutzutage noch nicht erreichter spezifischer Batteriekosten (150 € pro kWh) würde die Batterie eines jeden Fahrzeugs etwa 1.200 kg wiegen und mehr als 30.000 € kosten, was unrealistisch erscheint.

Lade-Wirkungsgrad BEV	Min. Effizienz	Max. Effizienz
Energietransport bis Ladekabel	1	0,94
Ladung Batterie	0,72	1
Ladung gesamt EV:	0,72	0,94

Tabelle 13: Wirkungsgradannahmen Ladeverluste BEV

WtW-Energiebedarf BEV pro Jahr: 244 TWh		Energiespeichermenge für 2-wöchige Dunkelflaute	
Energiebedarf BEV gesamt pro Tag TWh/d	gesamt TWh	pro Fahrzeug kWh	
0,67	9,37	204	
Batterie Mehrkosten pro Fahrzeug	30.672 €		
Batterie Gewicht	1.227 kg		

Tabelle 14: Theoretisches Batteriezusatzgewicht (Basis: 6 kg/kWh) und Zusatzkosten (Basis 150 €/kWh), wenn sämtliche Fahrzeuge zusätzlich zum normalen Betrieb die Energiemenge von zwei Wochen Dunkelflaute puffern müssten

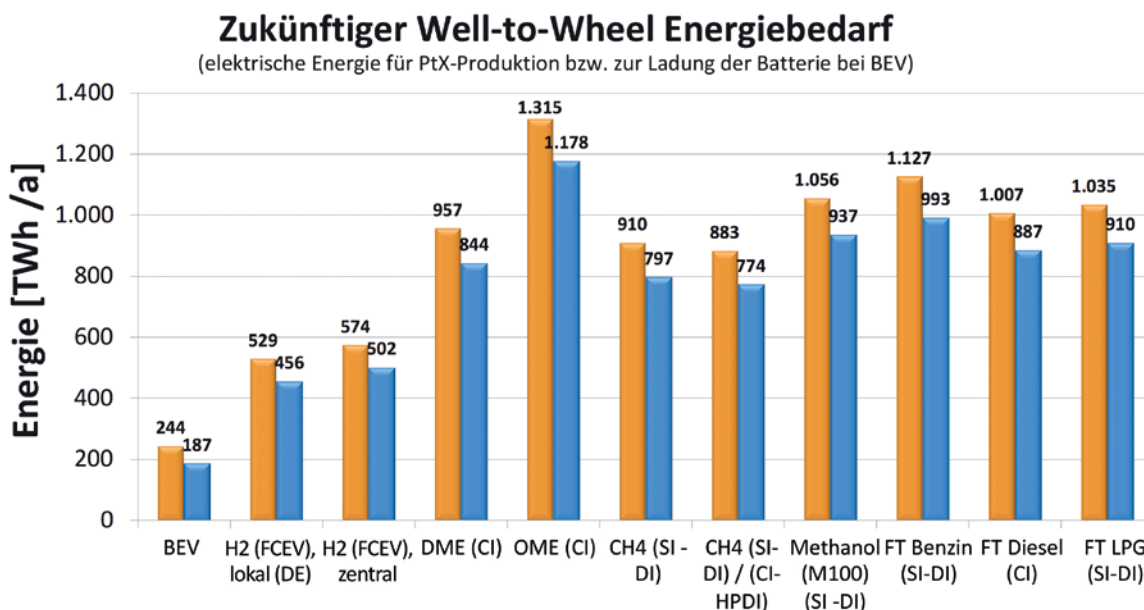


Abbildung 7: Erforderlicher WtW-Energiebedarf (min./ max.) [TWh/a] – unter Randbedingungen laut Tabelle 12

Unter oben beschriebenen Voraussetzungen ergibt sich aus dem erforderlichen WtW-Energiebedarf (Abbildung 7) der in **Abbildung 8** gezeigte Primärenergiebedarf. Im Gegensatz zum WtW-Energiebedarf enthält dieser die Pufferverluste des BEV- und H₂-lokal-Szenarios, die durch die 20 % Pt-CH₄-Zwischenspeicherung und Rückverstromung entstehen. Für ein 100%-BEV-Szenario betrüge dieser zwischen 249 und 325 TWh/a, was etwa der Hälfte des heutigen deutschen Gesamtbedarfs an elektrischer Energie entspricht. Für lokal produzierten Wasserstoff, genutzt in einem FCEV, müsste etwa die 2,2- bis 2,4-fache Energie bereitgestellt werden, im zentralen H₂-Szenario nur etwa die 1,8- bis 2,0-fache Energiemenge. Bei sämtlichen

Verbrennungsmotorkonzepten ist die Vorhersage-ungenauigkeit wesentlich größer, da die Kraftstoffproduktionskette länger ist und sich somit mehr Unsicherheiten addieren. Im besten Fall (CH₄) ist der Primärenergiebedarf etwa 50% höher als bei der zentralen H₂-Produktion und damit etwa 2,7- bis 3,1-mal so groß wie der Energiebedarf für ein reines BEV-Szenario. Im ungünstigsten Fall (OME) kann der Primärenergiebedarf den des BEV-Szenarios bis zu einem Faktor von 4,7 überschreiten. Bei der Bewertung ist zu beachten, dass die FT-Kraftstoffe nicht einzeln, sondern nur gemeinsam als Mix produzierbar sind. Dabei ist eine realistische Verteilung: 60 % FT-Diesel, 20 % FT-Benzin, 10 % FT-LPG, 10 % andere Produkte (zum Beispiel Motoröl).

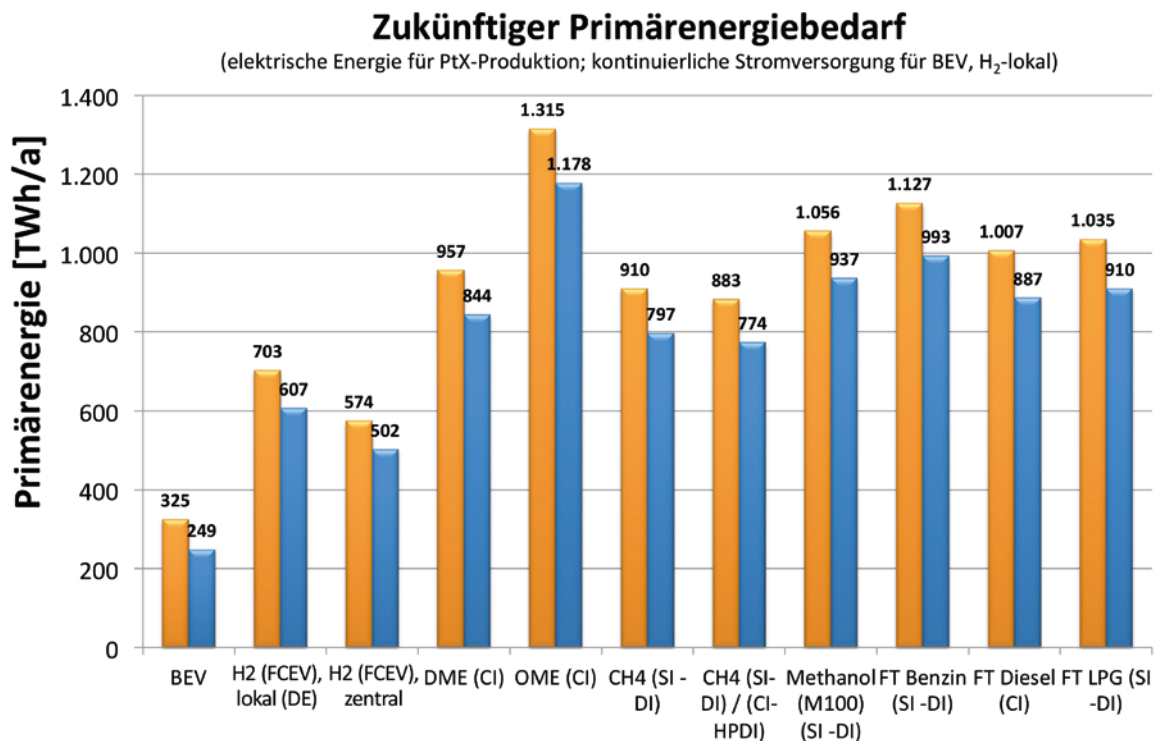


Abbildung 8: Erforderlicher Primärenergiebedarf (min./max.) [TWh/a] – unter Randbedingungen laut **Tabelle 12**

Da es auch in Zukunft, sowohl bei einer 100 % nachhaltigen Energiewirtschaft (Zement- und Stahlherstellung, Biogasproduktion), als auch insbesondere in der Übergangszeit von einer fossilen in eine vollkommen nachhaltige Energiewirtschaft (Kohle-, Gas-, Ölkraftwerke etc.) signifikante Mengen an CO₂-Quellen geben wird, die der PtX-Produktion direkt zur Verfügung gestellt werden können, ist eine Betrachtung des Gesamtenergiebedarfs ohne Berücksichtigung

der Energie für die CO₂-Abscheidung aus Luft sinnvoll. Diese ist in **Abbildung 9** dargestellt. Steht CO₂ aus vorhandenen Quellen zur Verfügung, reduziert sich der Primärenergiebedarf für die PtX-Pfade um etwa 15 bis 20 %. Im günstigsten Fall (CH₄) wäre der Primärenergiebedarf dann nur noch etwa 25 bis 30 % höher als bei der zentralen H₂-Produktion und etwa 2,2 bis 2,5-mal so groß wie der Energiebedarf für ein reines BEV-Szenario.

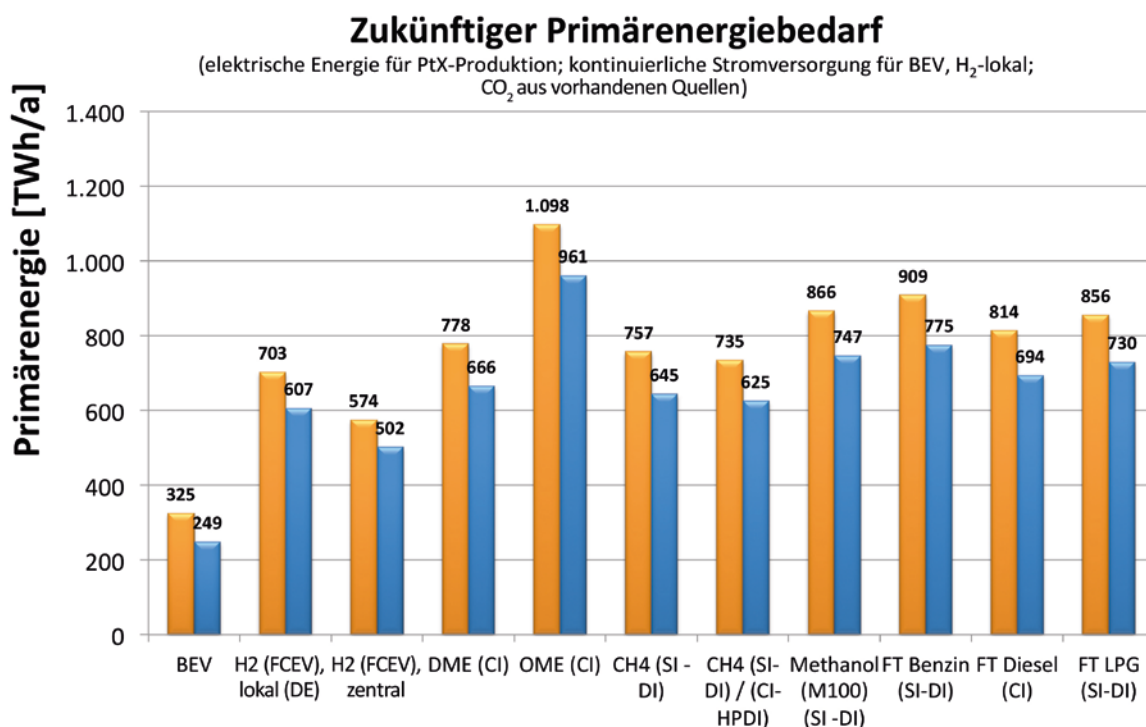


Abbildung 9: Erforderlicher Primärenergiebedarf (min./max.) [TWh/a] – unter Randbedingungen laut **Tabelle 12**, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Die zugehörigen WtT-Wirkungsgrade der Kraftstoffproduktion sind in **Abbildung 10** dargestellt, die WtW-Wirkungsgrade in **Abbildung 11** (für Pkw) beziehungsweise **Abbildung 13** (für Lkw). Während der Gesamtwirkungsgrad (WtW) der Elektromobilität etwa zwischen knapp 58 und 80 % angesiedelt ist, ist der des Brennstoffzellenfahrzeugs im Bereich 25 bis 32 % zu finden. Für PtX-betriebene Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren liegen die WtW-Wirkungsgrade für Pkw im Bereich 10 bis 17 % und für Lkw im Bereich 14 bis 24 %. Unter günstigen Voraussetzungen können PtX-betriebene Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren fast das Niveau von FCEV (Lkw: 25 bis 31 %) erreichen (zum Beispiel Lkw mit Methan HPDI: 25 bis 30 %).

Unter den PtX-Kraftstoffen erreicht Methan tendenziell die höchsten Wirkungsgrade.

Nimmt man an, dass CO₂ vorhanden ist, sind die WtW-Wirkungsgrade der PtX-Pfade deutlich höher, wie in **Abbildung 12** (für Pkw) und **Abbildung 14** (für Lkw) dargestellt. Für PtX-betriebene Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren liegen die WtW-Wirkungsgrade für Pkw dann im Bereich 12 bis 21 % und für Lkw im Bereich 17 bis 30 %. Unter günstigen Voraussetzungen (Lkw mit Methan HPDI: 25 bis 30 %) erreichen dann PtX-betriebene Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren das Niveau von FCEV (Lkw: 25 bis 31 %).

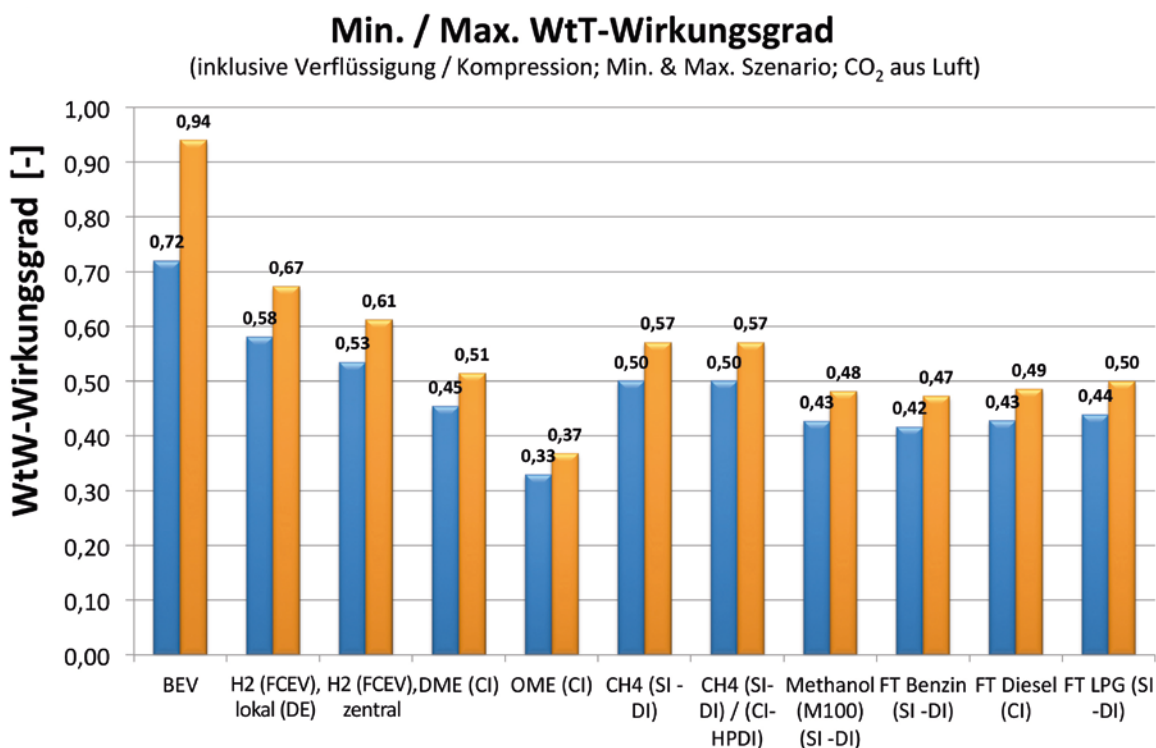


Abbildung 10: WtT-Wirkungsgrade Kraftstoffherstellung – unter Randbedingungen laut **Tabelle 12**

Min. / Max. WtW-Wirkungsgrad PKW

(inklusive Verflüssigung / Kompression; Min. & Max. Szenario; CO₂ aus Luft)

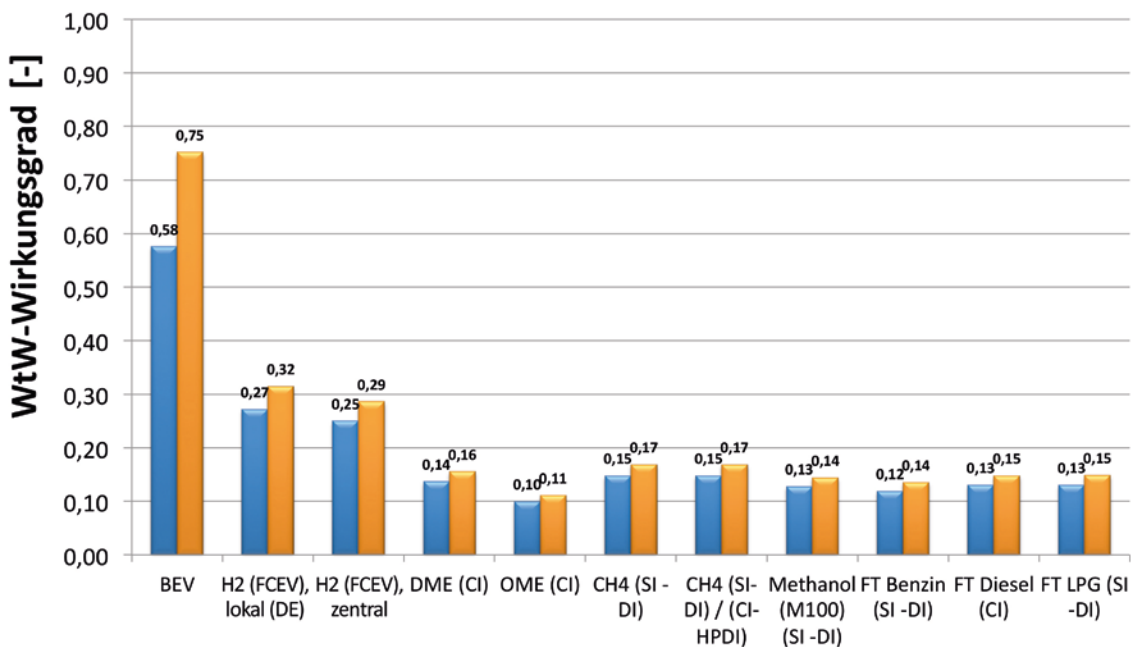


Abbildung 11: WtW-Wirkungsgrade (Kraftstoffherstellung * Pkw (NEFZ)) – unter Randbedingungen laut **Tabelle 12**

Min. / Max. WtW-Wirkungsgrad PKW

(inklusive Verflüssigung / Kompression; Min. & Max. Szenario; CO₂ aus vorhandenen Quellen)

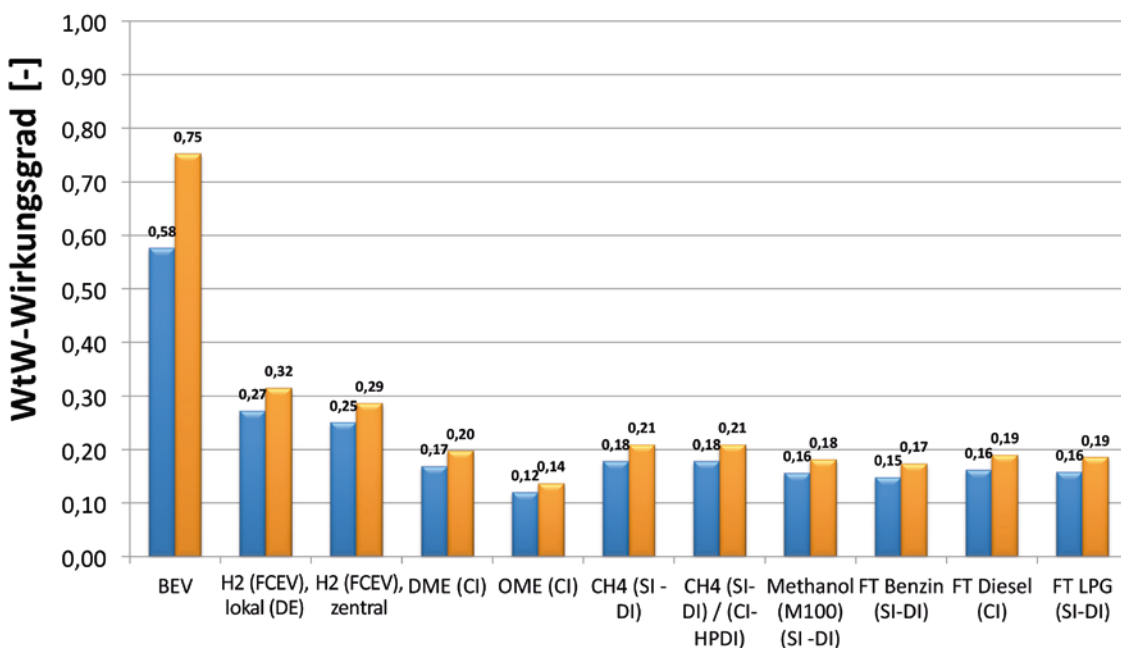


Abbildung 12: WtW-Wirkungsgrade (Kraftstoffherstellung * Pkw (NEFZ)) – unter Randbedingungen laut **Tabelle 12**, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Min. / Max. WtW-Wirkungsgrad LKW

(inklusive Verflüssigung / Kompression; Min. & Max. Szenario; CO₂ aus Luft)

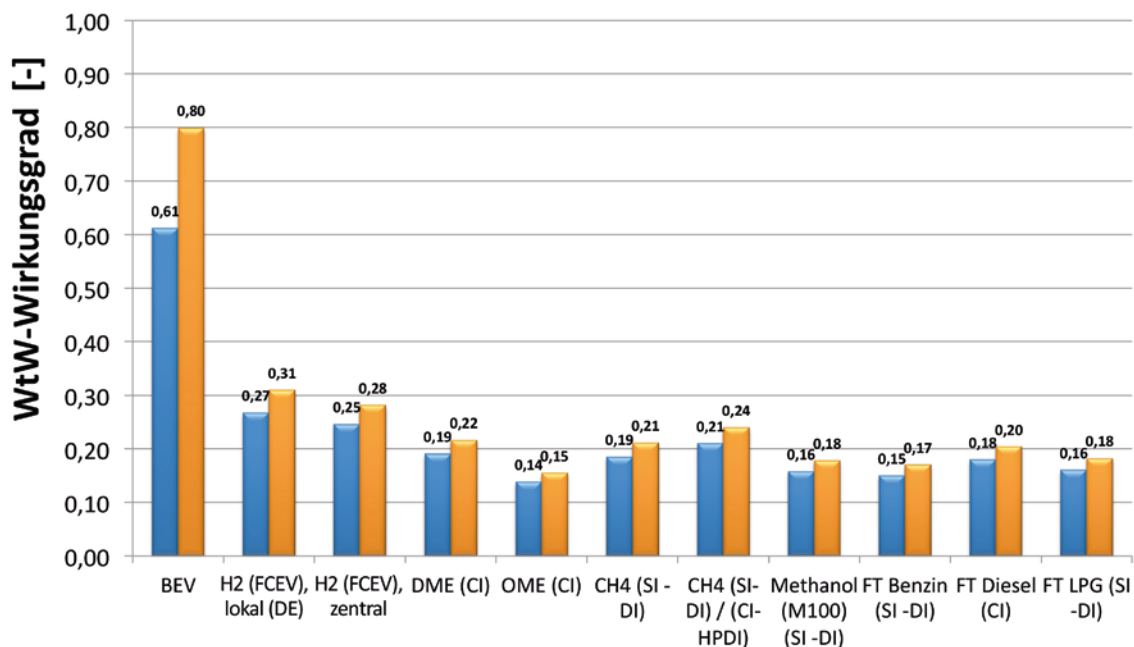


Abbildung 13: WtW-Wirkungsgrade (Kraftstoffherstellung * Lkw) – unter Randbedingungen laut Tabelle 12

Min. / Max. WtW-Wirkungsgrad LKW

(inklusive Verflüssigung / Kompression; Min. & Max. Szenario; CO₂ aus vorhandenen Quellen)

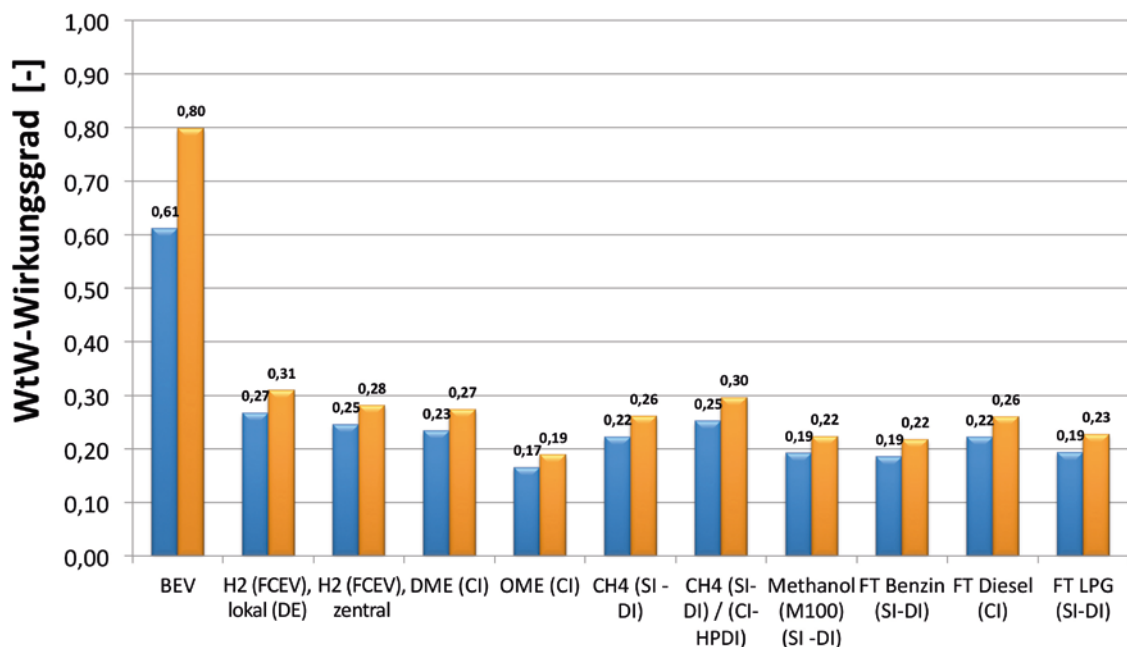


Abbildung 14: WtW-Wirkungsgrade (Kraftstoffherstellung * Lkw) – unter Randbedingungen laut Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

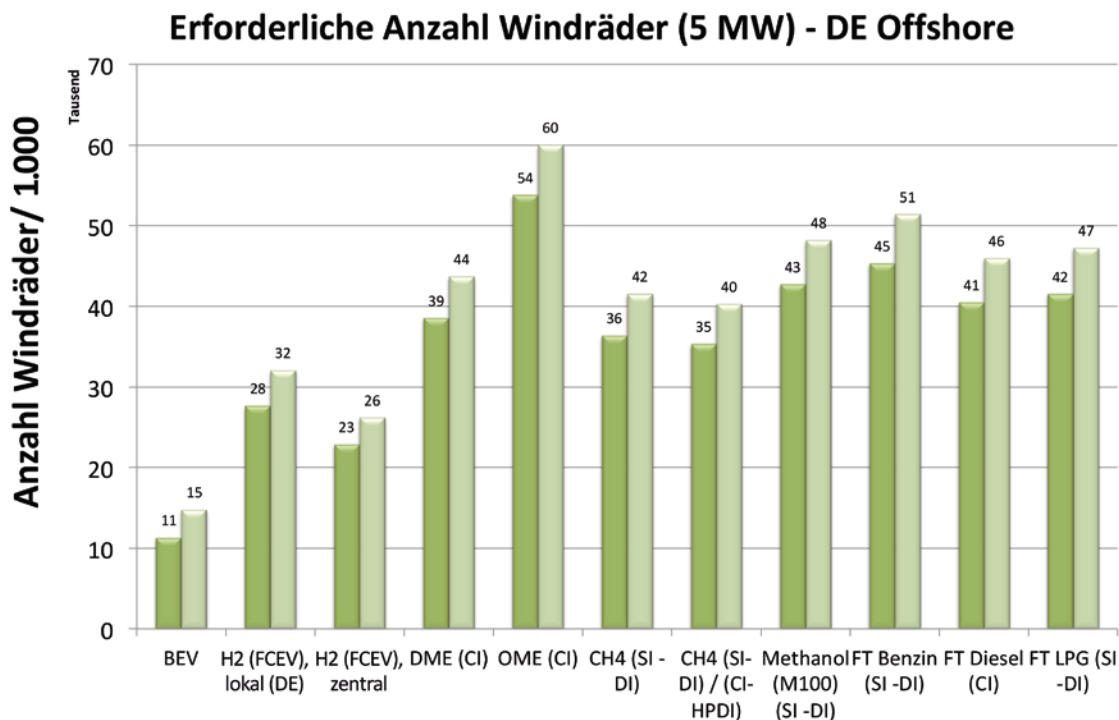


Abbildung 15: Theoretisch erforderliche Anzahl Windräder (5 MW) bei Offshore Windstrom aus Deutschland (Nordsee) – Vergleich: max. EL-Wirkungsgrad + CO₂ aus vorhandenen Quellen vs. min. EL-Wirkungsgrad + CO₂ aus Luft

Basierend auf dem Primärenergieverbrauch lässt sich die theoretische Anzahl von 5-MW-Windrädern abschätzen, die benötigt würde, um in Deutschland alle Fahrzeuge regenerativ und CO₂-neutral zu bewegen. In **Abbildung 15** ist dieses beispielhaft ausschließlich für das reine Offshore-Wind-Szenario in Deutschland für Windräder der Größe 5 MW in zwei Fällen dargestellt: 1. max. EL-Wirkungsgrad; 2. min. EL-Wirkungsgrad. Für ein reines BEV Szenario müssten demnach knapp 15.000 neue Windräder ausschließlich für den Betrieb der deutschen Pkw- und Lkw-Flotte errichtet werden. Zum Vergleich: Derzeit werden in Deutschland knapp 30.000 Windräder mit deutlich geringerer Leistung

betrieben. Während für ein zentrales H₂-Szenario rund 25.000 neue Windräder zu errichten wären, erforderte die lokale Wasserstoffproduktion etwa 30.000 neue Windräder. In den PtX-Szenarien müssten, je nach Kraftstoff und Wirkungsgradannahmen, mindestens 35.000 bis 40.000 (Methan), bis hin zu 55.000 bis 60.000 (OME) neue Windräder errichtet werden.

Bei den FT-Kraftstoffen ist zu berücksichtigen, dass diese nur zusammen hergestellt werden können (Diesel, Benzin, LPG plus Koppelprodukte). Daher wird sich im Mittel eine Größenordnung zwischen den verschiedenen FT-Kraftstoffen einstellen.

ZWISCHENFAZIT

- Für ein 100%-BEV-Szenario (Pkw: BEV, Lkw: HO) beträgt der Primärenergiebedarf zwischen 249 und 325 TWh/a, was etwa der Hälfte des heutigen deutschen Gesamtbedarfs an elektrischer Energie entspricht. Hierfür müssten etwa 11.000 bis 15.000 neue Offshore-Windräder (5 MW) errichtet werden. Zum Vergleich: Derzeit werden in Deutschland insgesamt knapp 30.000 Windräder mit noch deutlich geringerer Leistung betrieben. Durch den Bau von Anlagen von bis zu 10 MW ließe sich die Anzahl halbieren (heute sind Offshore bereits bis zu 8 MW üblich).
- Für ein 100%-FCEV-Szenario mit zentral produziertem Wasserstoff müsste etwa die 1,8- bis 2,0-fache Energie des 100%-BEV-Szenarios bereitgestellt werden. Die Anzahl der 5-MW-Offshore-Windräder in der Nordsee würde sich auf 23.000 bis 26.000 erhöhen.
- Bei Nutzung von PtX-Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren ist der Primärenergiebedarf im Bestfall (Methan) etwa 2,7- bis 3,1-mal so groß wie der Energiebedarf für ein reines BEV-Szenario (entspricht 35.000 bis 40.000 5-MW-Offshore-Windrädern); im schlechtesten Fall (OME) kann er bis zu 4,7-mal größer sein (entspricht bis zu 60.000 5-MW-Offshore-Windrädern).
- Die WtW-Wirkungsgrade der Elektromobilität liegen etwa zwischen 58 und 80 % (ohne Berücksichtigung der wirkungsgradreduzierenden Klimatisierung für BEV), die des FCEV im Bereich 25 bis 32 %, die der PtX-betriebenen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren für Pkw im Bereich 10 bis 17 % und für Lkw im Bereich 14 bis 24 %. Hierbei wurden weitere Effizienzsteigerungen, zum Beispiel durch Hybridisierung, noch nicht berücksichtigt.

Kosten (Kraftstoff, Infrastruktur, Fahrzeug, Betriebskosten)

Wie bereits im vorhergehenden Kapitel erwähnt und in **Tabelle 12** detailliert beschrieben, werden zwei Szenarien betrachtet. Im Minimalkosten-Szenario werden hohe Wirkungsgrade – CO₂ aus vorhandenen Quellen günstig (124,50 € pro t), niedriger Strompreis für 2030 aus MENA für intermittierende Stromversorgung und geringe Anschaffungskosten – angenommen (Pkw-Fahrzeugkosten von BEV und FCEV auf Dieselniveau, äquivalente Fahrzeugklassen mit ottomotorischem Antrieb 2.400 € billiger als Diesel/FCEV/BEV). Im Maximalkosten-Szenario hingegen werden ungünstigste Wirkungsgrade – CO₂ aus Luft teuer (292,80 € pro t), hoher Strompreis für 2015 aus Deutschland und Fahrzeugkosten aus [Berger 2016] – angenommen.

Diese Szenarien sind als „Leitplanken“ zu sehen. Beide Extrema sind möglich. Der Bereich dazwischen beschreibt eine Vorhersageungenauigkeit. Es sollten daher zum Vergleich der Szenarien keine Mittelwerte gebildet werden. Diese Betrachtung würde zu falschen Schlüssen führen.

Das gleiche gilt prinzipiell für die Lkw-Flotte, wobei den Experten des Arbeitskreises für einige PtX-Szenarien keine Literaturquellen zu minimalen und maximalen Kosten vorliegen. Entsprechend wurde dann nur ein Wert verwendet. Auch hier gilt das zuvor Gesagte: Minimal- und Maximalszenarien sind als Orientierungshilfen zu verstehen, deren direkter Vergleich zu Fehlschlüssen führen kann. Auf ein „wahrscheinliches“ Szenario wird bewusst verzichtet.

Die Kosten für die PtX-Produktion hängen ganz wesentlich von den H₂-Speicherkosten (Druckspeicher) ab. Große FT-Anlagen werden heute im regulären Betrieb nicht diskontinuierlich betrieben, da der Primärenergieträger kontinuierlich vorliegt. Für den Fall, dass elektrische Energie zur Herstellung von PtX-Kraftstoffen nur noch volatil vorliegen sollte, würden auch PtX-Anlagen auf diskontinuierlichen Betrieb optimiert werden, sodass im Rahmen der vorliegenden Studie, je nach Kraftstoff, eine Hochfahrdauer von 1 bis 24 Stunden aus dem Stand-by-Betrieb angenommen wird. Im Fall von FT-Kraft-

stoffen werden 24 Stunden zu Grunde gelegt.

Für die OME-Synthese liegen dem Arbeitskreis keine gesicherten Daten über die schnelle Anlauf-fähigkeit der Prozesse vor. Es wird angenommen, dass eine OME-Anlage die gleiche Dynamik aufweist wie FT-Anlagen (24 Stunden Anlaufzeit). Um einen robusten PtX-Syntheseverlauf sicherzustellen, werden daher FT- und OME-Anlagen mit einem H₂-Druckspeicher von 24 Stunden ausgelegt. Größere H₂-Druckspeicher würden zwar zu einer Erhöhung der nutzbaren PtX-Volllaststunden führen, sind aber so teuer, dass deren Vergrößerung voraussichtlich ökonomisch keinen Sinn ergibt. Eine ökonomische Optimierung der H₂-Speichergröße kann innerhalb dieser Kurzstudie nicht geleistet werden und wird daher nicht durchgeführt. Zur weitergehenden Optimierung der „H₂-Speichergröße – PtX-Synthese-Volllaststunden“ müssten zudem zukünftig vorstellbare Alternativ- oder Ergänzungslösungen zu den sehr teuren H₂-Druckspeichern betrachtet werden. Vorstellbar wären beispielsweise Lösungen wie die Verwendung von Kavernenspeichern (wo geografisch möglich), von H₂-Flüssigspeichern oder auch die Rückverstromung des Syntheseproduktes zur Überbrückung von Dunkelflauten. Der Optimierungsprozess einer solchen Anlage ist aber nicht Inhalt dieser Studie.

Einfache PtX-Anlagen zur Erzeugung von Methan, Methanol und DME können – im Gegensatz zu komplizierten FT-PtX-Anlagen – besser diskontinuierlich betrieben werden. Eine Pt-Methan-Synthese kann in etwa 10 min aus dem Stand-by-Betrieb hochgefahren werden. Bei der Methanol- und DME-Produktion nehmen die Experten des Arbeitskreises an, dass für den Hochlauf etwa ½ bis 1 Tag benötigt wird. Daher wird für die Methan-Synthese eine H₂-Speicherdauer von einer Stunde, für die Methanol- und DME-Synthese von je zwölf Stunden angenommen (jeweils für DE und MENA). Für die H₂-Verflüssigung wird eine H₂-Speicherdauer von sechs Stunden angenommen.

Die unterschiedlichen H₂-Speichergrößen sind als Mindestgrößen zu sehen und dienen primär dem robusten Betrieb der PtX-Syntheseanlage. Sie wurden genau so groß ausgelegt, dass die Anlage aus dem vollen Speicher störungsfrei hoch gefahren werden kann. Für kurze Dunkelflauten ermöglichen diese Speicher aber auch eine Erhöhung der PtX-Synthese-Volllaststunden. Diese werden, basierend auf Daten der Fraunhofer-Gesellschaft, abgeschätzt, für MENA auf Basis von [IWES 2017], für DE auf Basis der Offshore Windstatistik von [ISE 2016].

In **Abbildung 16** sind die energetischen Kraftstoffkosten in € pro kWh unter derzeit als realistisch angesehenen PtX-Produktionsbedingungen dargestellt. Bedingt durch das Erfordernis, für Elektrofahrzeuge (Pkw: BEV, Lkw: HO-BEV) permanent einheimisch produzierte elektrische Energie zur Verfügung stellen zu müssen, und den sich dadurch ergebenden relativ teuren Strompreis betragen die Energiekosten für das BEV-Szenario im günstigen Fall 0,11 € pro kWh. Die für das BEV angezeigten Preise pro kWh sind höher als die angenommenen Strompreise für den gepufferten Windstrom, da für das BEV Übertragungsverluste und Schnellladeverluste berücksichtigt sind.

In MENA hergestellte PtX-Kraftstoffe sind, bezogen auf den Energiegehalt, kostengünstiger als Energie für Elektromobilität: -27% für dezentral in MENA erzeugten Wasserstoff (0,08 € pro kWh) und -18% für dezentral in MENA produziertes Methan (0,09 € pro kWh). Lokal erzeugter Wasserstoff (bestenfalls 0,18 € pro kWh) hat hinsichtlich der energiebezogenen Kosten das geringste Potenzial: +82% im Vergleich zu BEV.

Produziert man PtX-Kraftstoffe unter ungünstigsten Bedingungen zentral in Deutschland (Maximalkosten-Szenario), so erscheint die zentrale Produktion von H₂ mit 0,22 € pro kWh als Variante mit den geringsten Kosten, gefolgt von CH₄ (0,23 € pro kWh) und vom BEV (0,25 € pro kWh, Konstantstrom). FT-Kraftstoffe können bis zu 0,32 € pro kWh kosten, OME bis zu 0,37 € pro kWh.

Energie- (Kraftstoff-) Kosten (CO₂ aus Luft)

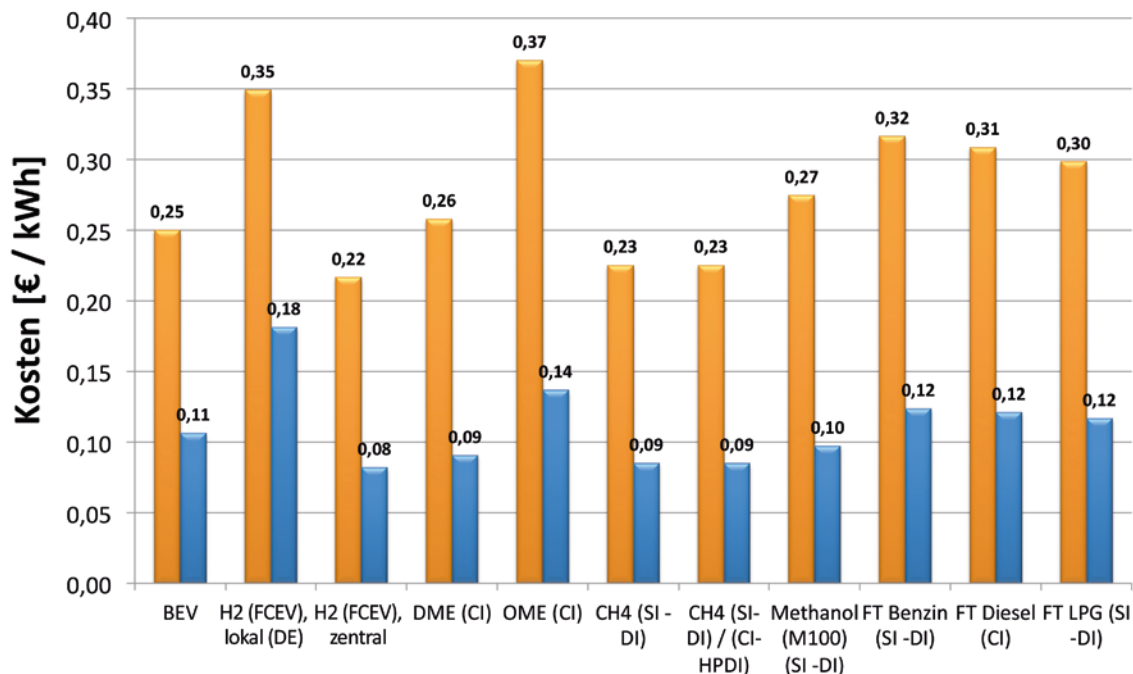


Abbildung 16: Energetische Kraftstoffkosten (min./max.) [€/kWh] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

In **Abbildung 17** sind die energetischen Kraftstoffkosten in € je kWh dargestellt, unter der Annahme, dass CO₂ aus Industrieprozessen kostenlos und ohne zusätzlichen Energieaufwand zur Verfügung stünde. Dies würde die Kosten von PtX-Kraftstoffen um circa 0,04 bis 0,09 € pro kWh verbilligen. In MENA produziertes Methan und DME wären pro Energieeinheit mit 0,06 € pro kWh deutlich günstiger als in Deutschland hergestellter Konstantstrom (0,11 € pro kWh).

In **Abbildung 18** und **Abbildung 20** sind die streckenbezogenen Kraftstoffkosten für Pkw und Lkw in € pro 100 km dargestellt. Bedingt durch den besseren Fahrzeugwirkungsgrad des BEV sind die streckenbezogenen Energiekosten für die rein elektrischen Varianten, das heißt BEV (Pkw) beziehungsweise HO-BEV (Lkw), im Vergleich zu den streckenbezogenen Kraftstoffkosten die kostengünstigste Lösung.

Die streckenbezogenen Kraftstoffkosten für FCEV liegen bei zentraler H₂-Produktion über denen des BEV: in MENA (Minimalkosten-Szenario) um 32 % (Pkw) bis 42 % (Lkw), bei zentraler H₂-Produktion in DE (Maximalkosten-Szenario) um 48 % (Pkw) bis 60 % (Lkw).

Mit günstigen PtX-Kraftstoffen für Verbrennungsmotoren sind die streckenbezogenen Kraftstoffkosten etwas höher als mit einem FCEV. Dabei erscheint Methan als kostengünstigste Variante. Die Kraftstoffkosten liegen bei zentraler Methan-Produktion in MENA (Minimalkosten-Szenario) um 62 % (Lkw HPDI) beziehungsweise 116 % (Pkw) über denen des BEV, bei zentraler Methan-Produktion in DE (Maximalkosten-Szenario) um 85 % (Lkw HPDI) beziehungsweise 146 % (Pkw).

Energie- (Kraftstoff-) Kosten (CO₂ aus vorhandenen Quellen)

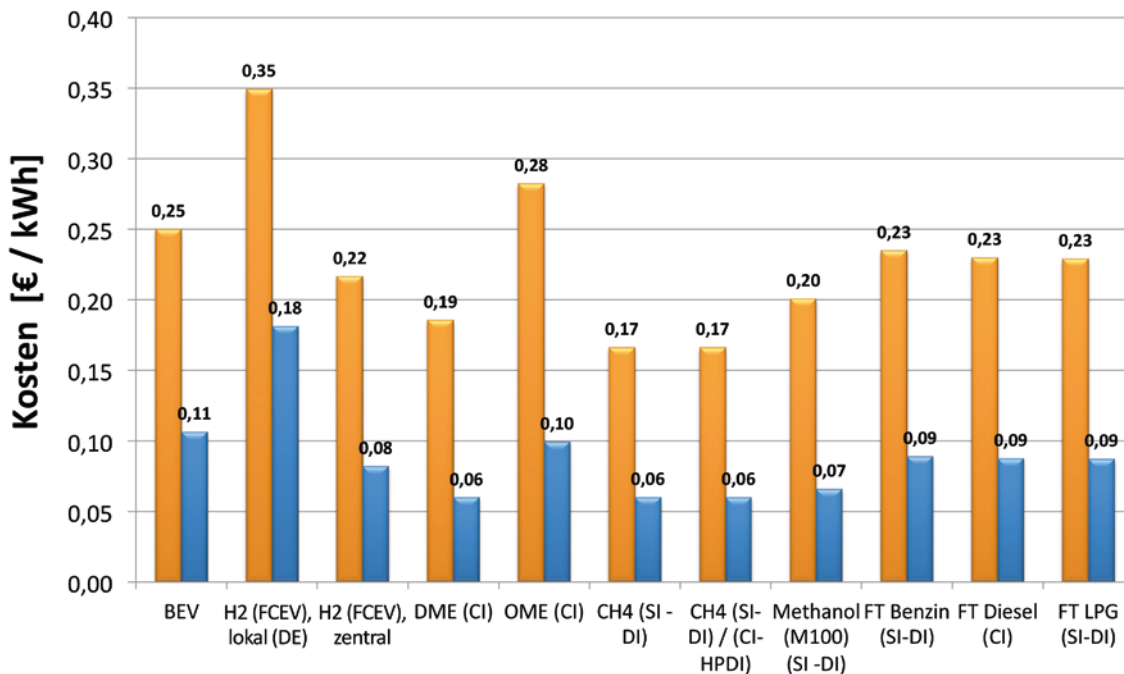


Abbildung 17: Energetische Kraftstoffkosten (min./max.) [€/kWh] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Energie- (Kraftstoff-) Kosten [€/100 km] PKW

(Min. & Max. Szenario; CO₂ aus Luft)

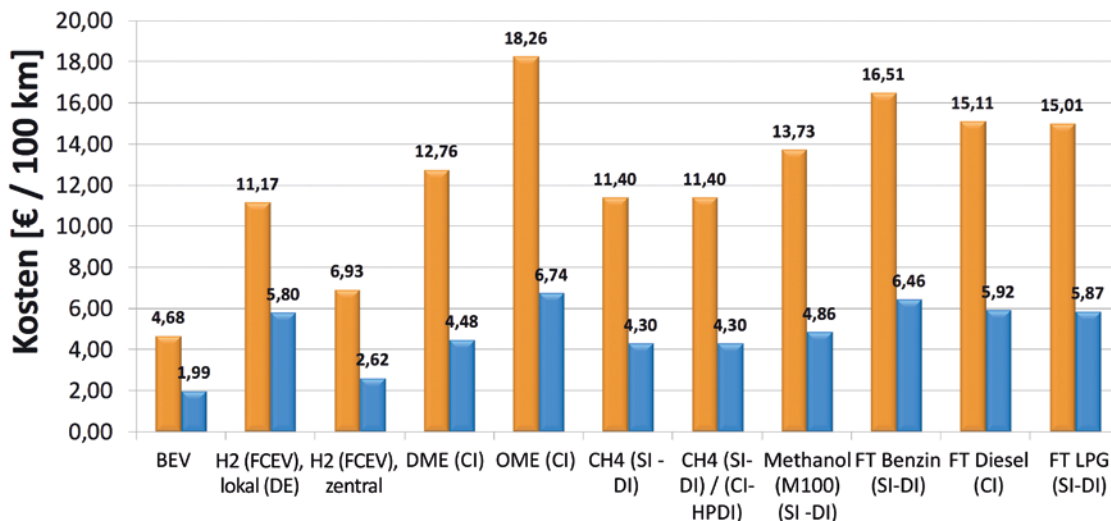


Abbildung 18: Min./Max. Kraftstoffkosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Energie- (Kraftstoff-) Kosten [€ / 100 km] PKW

(Min. & Max. Szenario; CO₂ aus vorhandenen Quellen)

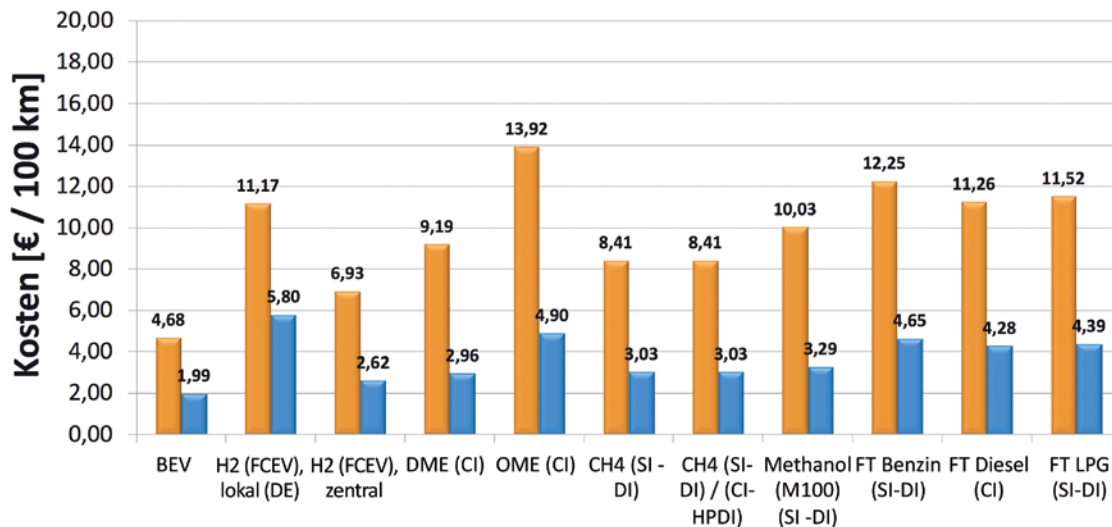


Abbildung 19: Min./Max. Kraftstoffkosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Energie- (Kraftstoff-) Kosten [€ / 100 km] LKW

(Min. & Max. Szenario; CO₂ aus Luft)

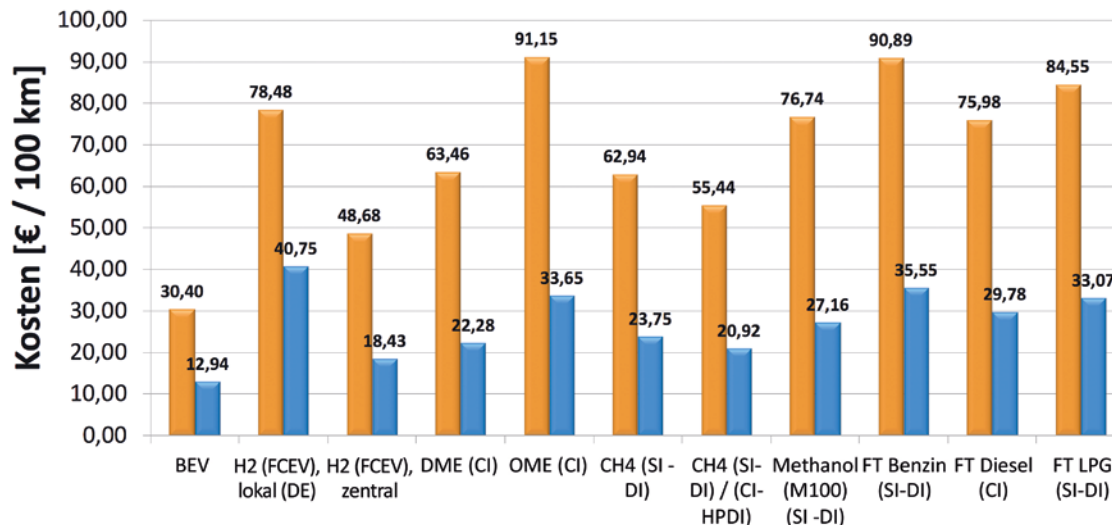


Abbildung 20: Min./Max. Kraftstoffkosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Energie- (Kraftstoff-) Kosten [€ / 100 km] LKW

(Min. & Max. Szenario; CO₂ aus vorhandenen Quellen)

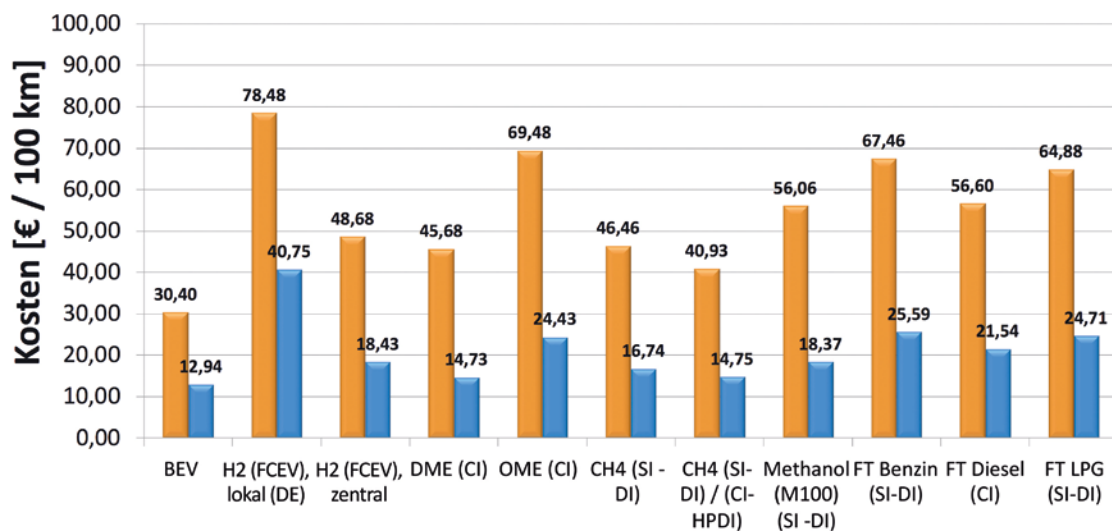


Abbildung 21: Min./Max. Kraftstoffkosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abbildung 19 und Abbildung 21 zeigen die streckenbezogenen Kraftstoffkosten für den Pkw beziehungsweise Lkw in € pro 100 km für den Fall, dass keine CO₂-Abtrennung aus Luft erforderlich wäre. Die Kraftstoffkosten reduzierten sich signifikant.

Ein mit E-Methan oder E-DME betriebener Lkw wäre kraftstoffkostenseitig pro km günstiger unterwegs als ein Brennstoffzellenfahrzeug. Die Kraftstoffkosten lägen nur noch um 10 bis 50 % über denen des Hybrid-Oberleitungs-Lkw.

In **Abbildung 22** und **Abbildung 23** ist die Summe der streckenbezogenen „Kraftstoffkosten plus Infrastrukturkosten“ für Pkw und Lkw dargestellt. Die Annahmen für die Infrastruktur können **Tabelle 12** entnommen werden. Die Verteilinfrastruktur für elektrische Energie und für Kraftstoff wird über 40 Jahre abgeschrieben. Dabei werden die Gesamtkosten für den Infrastrukturaufbau auf alle Fahrzeuge in Deutschland umgelegt (Lkw und Pkw jeweils getrennt mit eigenen Betankungsinfrastrukturen). Durch die Unsicherheit bei der Vorhersage der Ausbaukosten für das Stromnetz wird unter Hinzunahme der Infrastrukturkosten auch die Vorhersage für das Elektrofahrzeug unschärfer.

Nach Hinzunahme der Infrastrukturkosten zu den Kraftstoffkosten im Pkw-Bereich liegen die

Kostenpotenziale (das heißt unter Annahme der günstigen Bedingungen) der Varianten Methan, DME und Methanol in einem ähnlichen Bereich von 4,36 bis 4,86 € pro 100 km. BEVs haben mit 2,50 € pro 100 km ein deutlich größeres Potenzial. FCEVs (H₂-zentral) liegen mit 3,01 € pro 100 km dazwischen. Die minimal erreichbaren Kosten der anderen Kraftstoffe sind signifikant höher (> 5,89 € pro 100 km).

Nach Hinzunahme der Infrastrukturkosten zu den Kraftstoffkosten im Lkw-Bereich zeigen die Szenarien HO-BEV, FCEV (H₂-zentral), Methan (HPDI) und DME ähnliche Kostenpotenziale (19,26 bis 22,32 € pro 100 km). Die minimal erreichbaren Kosten der Flüssigkraftstoffe sind signifikant höher (>27,17 € pro 100 km).

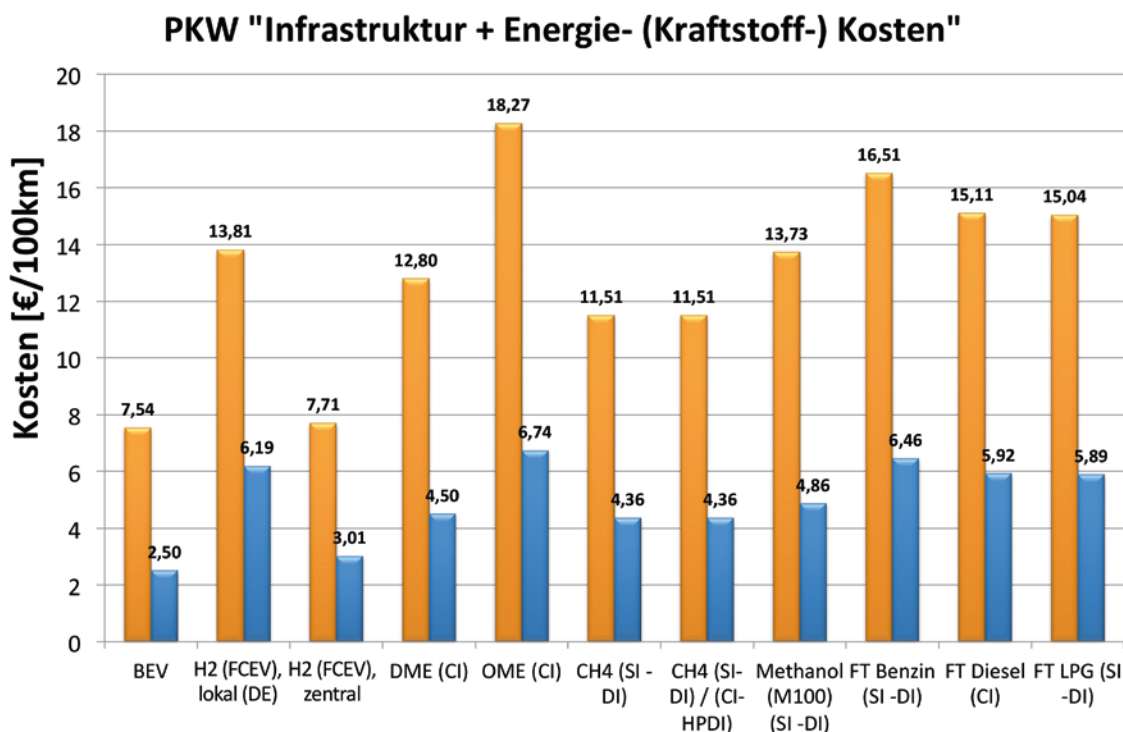


Abbildung 22: Min./Max. Summe: Kraftstoff und Infrastrukturkosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß **Tabelle 12**

LKW "Infrastruktur + Energie- (Kraftstoff-) Kosten"

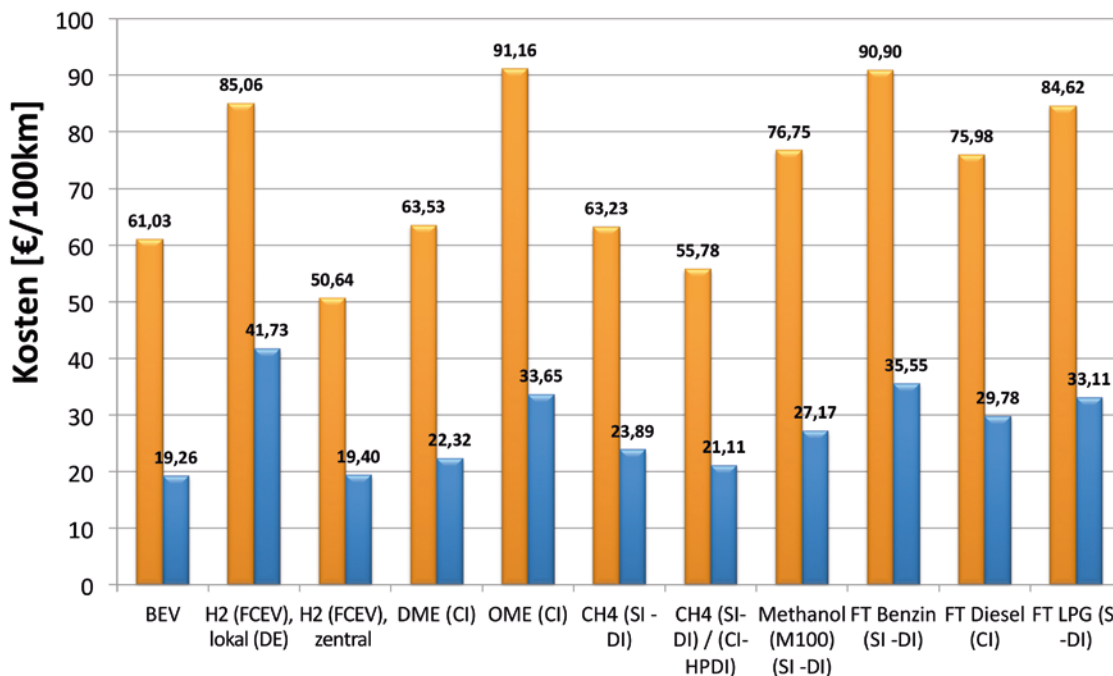


Abbildung 23: Min./Max. Summe: Kraftstoff und Infrastrukturkosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

In **Abbildung 24** sind die Mobilitätskosten für die unterschiedlichen Pkw-Szenarien dargestellt, in **Abbildung 26** die der Lkw-Szenarien.

Die Mobilitätskosten ergeben sich aus der Summe der Kraftstoffkosten, der Umlage der Infrastrukturkosten und den Fahrzeugkosten. Bei den Pkw-Kosten wird dabei von einem typischen C-Klasse-Fahrzeug (zum Beispiel VW Golf, Opel Astra, Ford Focus) für 20.000 € ausgegangen und der Wertverlust nach [ADAC 2016] berechnet. Über die zugrundeliegende Haltedauer von vier Jahren und der Fahrleistung von 15.000 km im Jahr wird der Wertverlust in € je 100 km ermittelt. Bei den Lkw-Kosten dient ein

Fernverkehrs-Sattelzug für einen Verkaufspreis von 90.400 € als Basis. Weitere Annahmen zu den Fahrzeugkosten können **Tabelle 12** entnommen werden. Wie aus den Kostenvergleichen „Kraftstoff + Infrastruktur (**Abbildung 22** und **Abbildung 23**) vs. Mobilitätskosten (**Abbildung 24** und **Abbildung 26**)“ ersichtlich, dominieren – insbesondere beim Pkw – die Fahrzeugkosten die Mobilitätskosten.

Da die zukünftigen Fahrzeugmehrpriese, insbesondere von BEV und FCEV, gegenüber Diesel- und Benzinvarianten sehr schwer vorauszusagen sind, ergibt sich eine signifikante Unschärfe bei der Bewertung der zukünftigen Mobilitätskosten.

PKW Mobilitätskosten

(Kraftstoff, Infrastruktur, Wertverlust Fahrzeug) (CO₂ aus Luft)

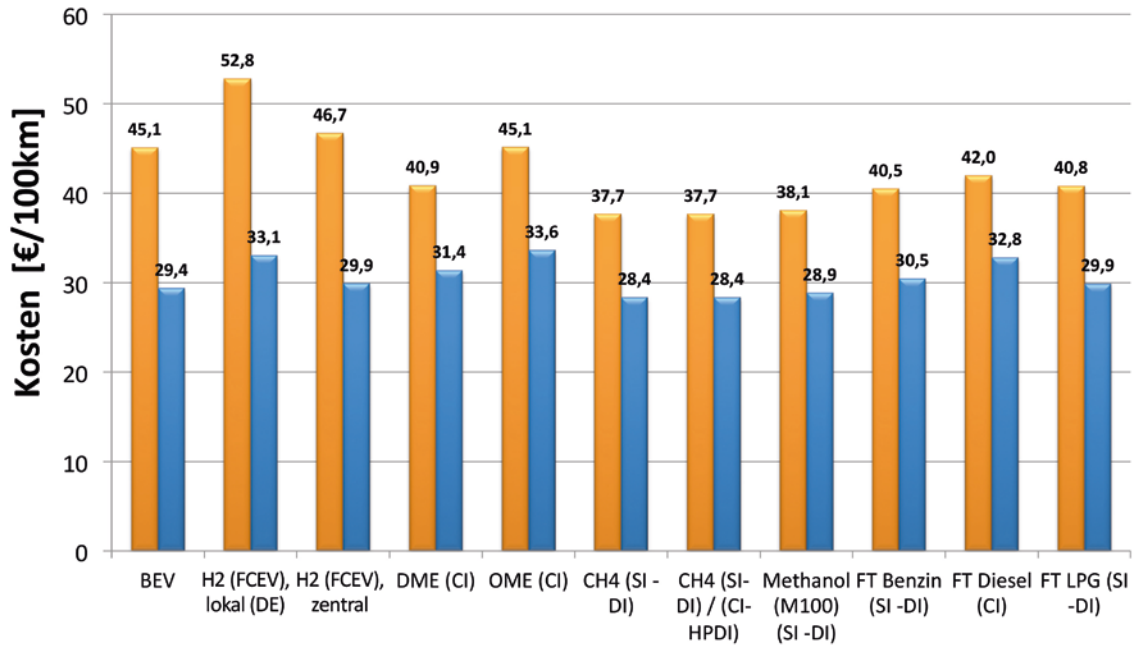


Abbildung 24: Min./Max. Mobilitätskosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

PKW Mobilitätskosten

(Kraftstoff, Infrastruktur, Wertverlust Fahrzeug) (CO₂ aus vorhandenen Quellen)

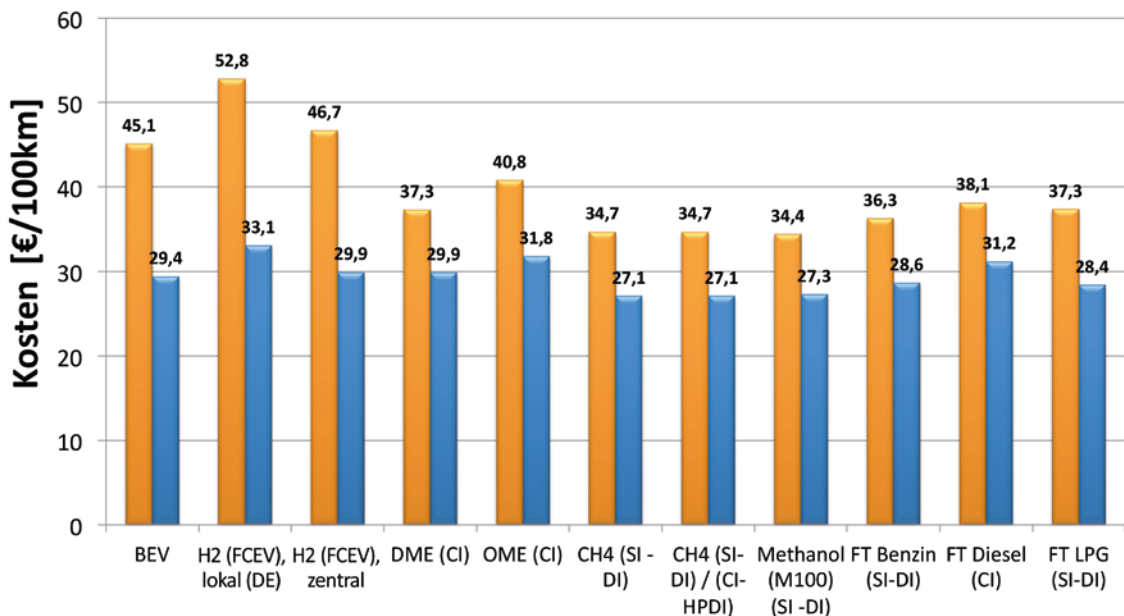


Abbildung 25: Min./Max. Mobilitätskosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Die minimalen Pkw-Mobilitätskosten (Minimalkosten-Szenario) liegen mit günstigen, zentral in MENA erzeugtem PtX-Kraftstoffen für Verbrennungsmotoren (CH_4 , Methanol: 28,4 bis 28,9 € pro 100 km) und H_2 (zentral: 29,9 € pro 100 km) für FCEV auf gleichem Niveau wie BEV (zentral: 29,4 € pro 100 km).

Bei Betrachtung der maximalen Pkw-Mobilitätskosten (Maximalkosten-Szenario: Produktion in DE, min. EL-Wirkungsgrad, Maximalabschätzung Fahrzeugmehrkosten) ist die Verwendung der PtX-Kraftstoffe Methanol und Methan im optimierten Verbrennungsmotor die günstigste Variante (etwa 38 € pro 100 km). Auch FT-Kraftstoffe liegen, mit etwa 40 bis 42 € pro 100 km, deutlich unterhalb des BEV-Kostenrisikos (circa 45 € pro 100 km). Zentral in DE produzierter H_2 im FCEV ist noch etwas teurer als das BEV (circa 47 € pro 100 km).

FCEV mit lokaler H_2 -Produktion erweist sich auch in dieser Betrachtung (Maximalkosten-Szenario) als die teuerste Variante (circa 53 € pro 100 km).

Bei Betrachtung der **minimalen Lkw-Mobilitätskosten** (Minimalkosten-Szenario) erscheinen in MENA produziertes DME (circa 70 € pro 100 km) gefolgt von Methan (HPDI) und zentral produziertem H_2 (FCEV) aus MENA (circa 74 € pro 100 km) als vorteilhafteste Lösungen. Methan ($\lambda=1$) und Methanol sind etwas teurer (circa 74 beziehungsweise 75 € pro 100 km). Erst dann folgt das BEV mit circa 76 € pro 100 km. Lokal erzeugter Wasserstoff

genutzt im FCEV ist mit Abstand die teuerste Lösung (circa 96 € pro 100 km).

Bei Betrachtung der **maximalen Lkw-Mobilitätskosten** (Maximalkosten-Szenario) erscheinen der HPDI-Lkw mit Methanbetrieb (circa 108 € pro 100 km), gefolgt vom DME-Lkw (circa 111 € pro 100 km) und vom Brennstoffzellen-Lkw (zentrale H_2 -Produktion DE) (circa 121 € pro 100 km) als kostengünstige Lösungen. Dann erst folgt der HO-BEV (circa 124 € pro 100 km). FT-Diesel liegt auf praktisch gleichem Niveau (circa 123 € pro 100 km), kann aber nur zusammen mit anderen Komponenten produziert werden, die bei separater Rechnung deutlich teurer sind (FT Benzin circa 139 € pro 100 km, FT-LPG circa 132 € pro 100 km). OME ist nochmals teurer (circa 139 € pro 100 km).

Lokal erzeugter Wasserstoff genutzt im FCEV (Maximalkosten-Szenario) birgt das höchste Kostenrisiko (circa 155 € pro 100 km).

Abbildung 25 und **Abbildung 27** zeigen die Mobilitätskosten für den Pkw beziehungsweise Lkw in € pro 100 km für den Fall, dass keine CO_2 -Abtrennung aus der Luft erforderlich wäre. Beim Pkw würden sich die Mobilitätskosten der PtX-Szenarien um etwa 5 bis 10% reduzieren, beim Lkw um circa 10 bis 15%. In beiden Fällen erscheinen dann die Mobilitätskosten mit günstigen PtX-Kraftstoffen tendenziell günstiger als in den BEV- und FCEV-Szenarien.

LKW Mobilitätskosten

(Kraftstoff, Infrastruktur, Wertverlust Fahrzeug) (CO₂ aus Luft)

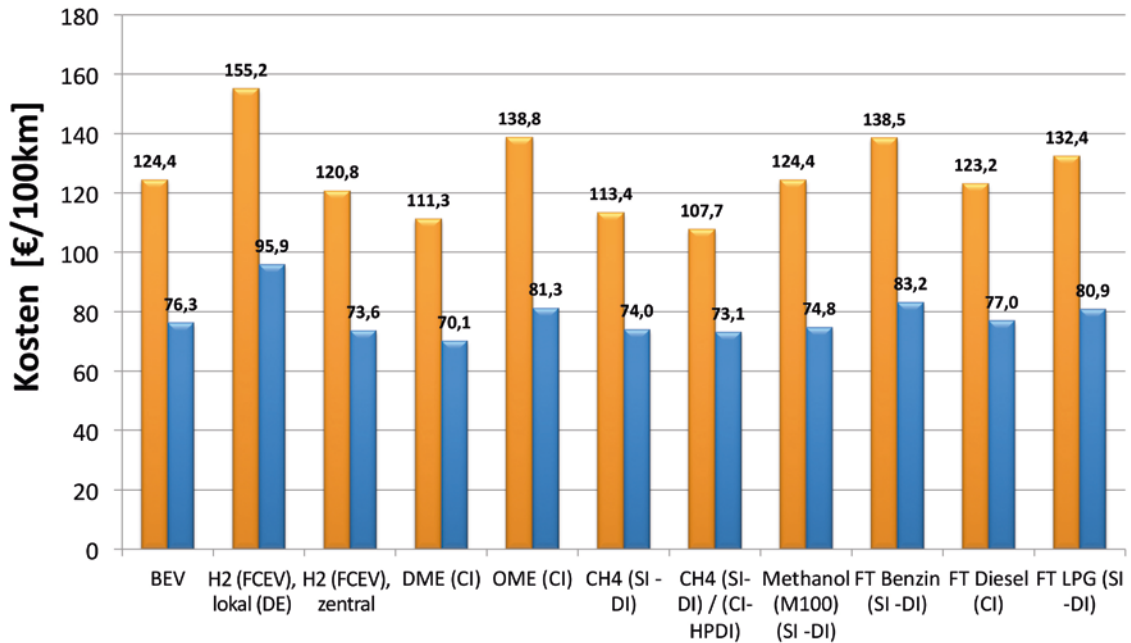


Abbildung 26: Min./Max. Mobilitätskosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

LKW Mobilitätskosten

(Kraftstoff, Infrastruktur, Wertverlust Fahrzeug) (CO₂ aus vorhandenen Quellen)

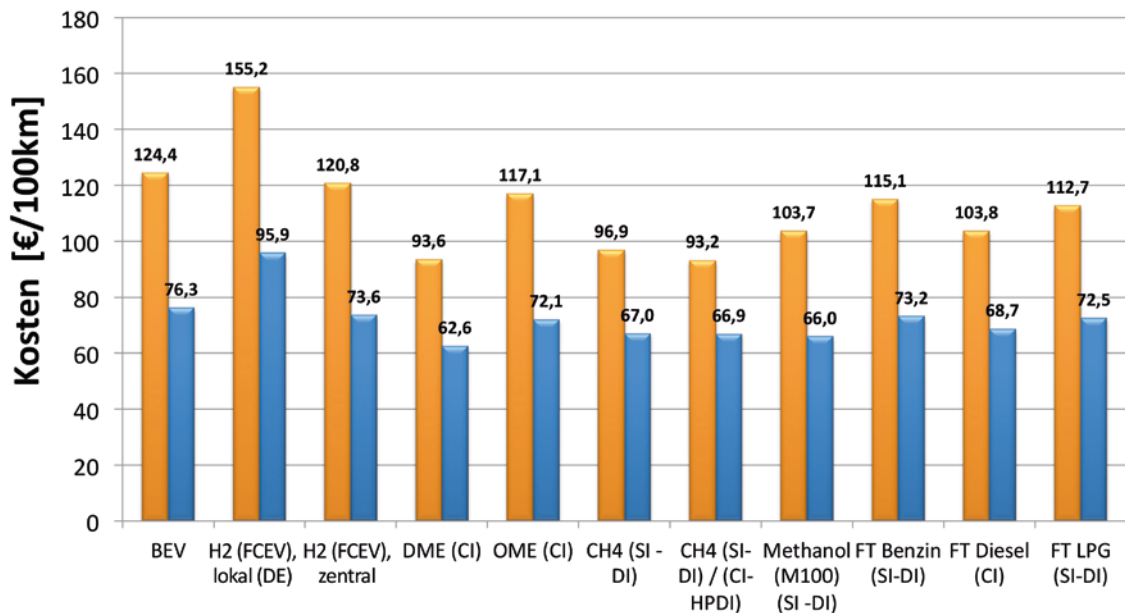


Abbildung 27: Min./Max. Mobilitätskosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

FAZIT Kosten für elektrischen Strom

- Die erforderliche elektrische Energie für BEV muss jederzeit bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Daher ist eine Betankung dieser Fahrzeuge mit „gepuffertem Strom“ seitens des Energieversorgers erforderlich. So ist auch der durchschnittliche Wirkungsgrad des Strombezugs von E-Fahrzeugen geringer und die Strom-Bezugskosten sind deutlich höher als bei 100%iger Direktnutzung des produzierten elektrischen Stroms. Bei dem hier unterstellten Szenario mit 100 % erneuerbarem Strom (vorwiegend aus Wind und Sonne) in Deutschland (und auch in der EU) ist eine Pufferung von voraussichtlich circa 20 % der erzeugten Energie in Speichern (auch saisonalen Speichern wie PtX) unverzichtbar.
- Durch Pufferung von 20 % der elektrischen Energie verdoppelt sich der Strompreis in den heimischen Konstantstrom-Szenarien. So kostet zum Beispiel volatiler Nordsee-Windstrom im Jahr 2017 nur 88 € pro MWh, während für Konstantstrom etwa 180 € pro MWh anzusetzen sind. Bei allen zentralen E-Kraftstoff-Szenarien kann auch volatiler Strom aus MENA-Produktion verwendet werden. Dieser ist zukünftig, mit circa 24 € pro MWh, voraussichtlich nochmal um einen Faktor 3 bis 4 günstiger als der volatile Nordsee-Windstrom 2017.

FAZIT Energie- und Kraftstoffkosten

- Die Energiekosten für das BEV-Szenario betragen im günstigen Fall 0,11 € pro kWh (Konstantstromkosten) diese sind aufgrund der Pufferspeicherkosten und -verluste höher als die reinen Gestehungskosten und beinhalten Übertragungs- und Ladeverluste.
- Produziert man PtX-Kraftstoffe unter ungünstigsten Bedingungen zentral in Deutschland (Maximalkosten-Szenario), so erscheint die zentrale Produktion von H₂ mit 0,22 € pro kWh als Variante mit den geringsten Kosten pro Energieeinheit, gefolgt von Methan (0,23 € pro kWh), DME (0,26 € pro kWh) und Methanol (0,27 € pro

kWh). FT-Kraftstoffe können bis zu 0,32 € pro kWh kosten, OME bis zu 0,37 € pro kWh. Zum Vergleich: In diesem Maximalkosten-Szenario wird der zuverlässig zur Verfügung stehende Strom inklusive Ladeverluste für Schnellladung für das BEV im Durchschnitt 0,25 € pro kWh kosten. Im Gegensatz zum elektrischen Strom für Elektrofahrzeuge lassen sich alle Kraftstoffe anstatt in Deutschland auch in MENA unter deutlich günstigeren Voraussetzungen produzieren. Unter günstigsten Voraussetzungen (Minimalkosten-Szenario, MENA) lässt sich Wasserstoff für 0,08 € pro kWh produzieren, gefolgt von Methan und DME (0,09 € pro kWh), Methanol (0,10 € pro kWh), FT-Kraftstoffen (0,12 € pro kWh) und OME (0,14 € pro kWh). Zum Vergleich: In Deutschland unter günstigsten Bedingungen produzierter Konstantstrom für BEV würde 0,11 € pro kWh kosten.

- Bedingt durch den besseren Fahrzeugwirkungsgrad des Elektroantriebs sind die streckenbezogenen Energiekosten für die rein elektrischen Varianten, das heißt BEV (Pkw) beziehungsweise HO-BEV (Lkw), hinsichtlich der streckenbezogenen Betriebskosten die kostengünstigste Lösung.
- Die streckenbezogenen Kraftstoffkosten für FCEV liegen bei zentraler H₂-Produktion in MENA (Minimalkosten-Szenario) um 42 % (Lkw) beziehungsweise 32 % (Pkw) über denen des BEV, bei zentraler H₂-Produktion in DE (Maximalkosten-Szenario) um 60 % (Lkw) beziehungsweise 48 % (Pkw).
- Selbst mit den günstigen PtX-Kraftstoffen für Verbrennungsmotoren sind die streckenbezogenen Kraftstoffkosten höher als mit einem BEV beziehungsweise FCEV. Dabei erscheint Methan als kostengünstigste Variante. Die Kraftstoffkosten liegen bei zentraler Methan-Produktion in MENA (Minimalkosten-Szenario) um 62 % (Lkw HPDI) beziehungsweise 116 % (Pkw) über denen des BEV, bei zentraler Methan-Produktion in DE (Maximalkosten-Szenario) um 85 % (Lkw HPDI) beziehungsweise 146 % (Pkw).

FAZIT Kraftstoffkosten und Verteilinfrastrukturumlage

- Berücksichtigt man bei Pkw zusätzlich zu den Kraftstoffkosten noch die Verteil-Infrastrukturkosten, so stellt sich das BEV-Szenario weiterhin als kostengünstigstes Szenario dar: BEV (2,50 € pro 100 km), gefolgt von H₂-zentral (3,01 € pro 100 km), Methan (4,36 € pro 100 km), DME (4,50 € pro 100 km) und Methanol (4,86 € pro 100 km).
- Nach Hinzunahme der Infrastrukturkosten zu den Kraftstoffkosten im Lkw-Bereich liegen die Kostenpotenziale der Varianten BEV und H₂-zentral in ähnlichen Bereichen (circa 19 € pro 100 km). Methan (HPDI, circa 21 € pro 100 km) und DME (circa 22 € pro 100 km) sind etwas teurer.

FAZIT Mobilitätskosten

- Insbesondere beim Pkw dominieren die Fahrzeugkosten die Mobilitätskosten (Fahrzeug-Wertverlust + Umlage Infrastruktur + unsteuerter Kraftstoff). Beim C-Segment Pkw (Ford Focus, VW Golf, Opel Astra etc. für circa 20.000 €) sind die Anschaffungskosten inklusive Wertverlust um ein Vielfaches höher als die Kosten für den Energieträger (steuerfrei) und die Infrastrukturumlage zusammen.

- Da die zukünftigen Fahrzeugmehrpreise, insbesondere von BEV und FCEV, gegenüber Diesel- und Benzinvarianten sehr schwer vorzusagen sind, ergibt sich eine signifikante Unschärfe bei der Bewertung der zukünftigen Mobilitätskosten.
- Bei angenommener Kostengleichheit von BEV, FCEV und dieselmotorischen Fahrzeugen (Minimalkosten-Szenario) erreichen alle Szenarien ähnliche Mobilitätskosten.
- Bei Betrachtung der maximalen Pkw-Mobilitätskosten (Maximalkosten-Szenario: Produktion in DE, min. EL-Wirkungsgrad, Maximalabschätzung Fahrzeugmehrkosten für 2030 gemäß [Berger 2016], hohe Abschätzung der Infrastrukturkosten für den elektrischen Netzausbau) ist die Verwendung der PtX-Kraftstoffe Methanol und Methan im optimierten Verbrennungsmotor die günstigste Variante (etwa 38 € pro 100 km). Auch FT-Kraftstoffe liegen, mit etwa 40 bis 42 € pro 100 km, noch deutlich unterhalb des BEV-Kostenrisikos (circa 45 € pro 100 km). Mobilität mit zentral in DE produziertem Wasserstoff kann noch etwas teurer werden (circa 47 € pro 100 km). Lokal erzeugter Wasserstoff, genutzt im FCEV, ist im Maximalkosten-Szenario mit Abstand die teuerste Lösung (circa 53 € pro 100 km).

TtW-CO₂-Reduzierungspotenzial mit Benzin/Diesel (NEFZ)

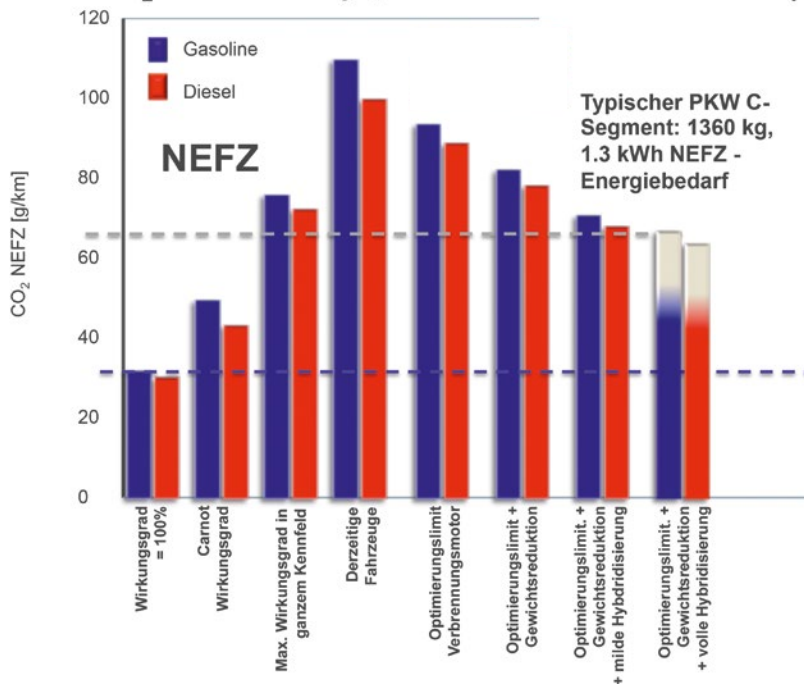


Abbildung 28: Grenzen der TtW-CO₂-Emissionen mit Benzin und Dieselantrieben [Kramer 2017] [Maas et. al 2016]

Erreichbarkeit TtW-CO₂-Emissionen

Ausgehend vom heutigen Stand der Technik wird in den betrachteten Szenarien die CO₂-Effizienz jeweils auf Basis einer Tank-to-Wheel-Wirkungsgradanalyse bewertet. Diesen Wirkungsgradanalysen liegt der zurzeit gültige NEFZ-Prüfzyklus zugrunde. Zu diesem Zyklus sind allgemein zugängliche Informationen verfügbar.

Aufgrund der Einzelanalysen lassen sich die wesentlichen Ergebnisse in drei Hauptszenarien einordnen und beurteilen:

- BEV – rein batterieelektrische Mobilität: Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) werden aufgrund der gültigen TtW-Gesetzeslage als CO₂-neutral eingestuft. Darüber hinaus gestatten rein batterieelektrische Fahrzeuge lokal emissionsfreies Fahren.
- FCEV – wasserstoffbasierte Brennstoffzellenfahrzeuge: Das Brennstoffzellenfahrzeug

gestattet aufgrund der verwendeten Technologie ebenfalls lokal emissionsfreies Fahren. Aufgrund der aktuellen Gesetzeslage ist eine CO₂-neutrale Mobilität gegeben.

- Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor: Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor emittieren systembedingt CO₂. Die gesetzlich zugrunde gelegte TtW-Betrachtung erlaubt nicht, die Mobilität CO₂-neutral abzubilden, wie **Abbildung 28** zeigt. **Abbildung 28** zeigt dabei nur die technologisch erreichbaren CO₂-Emissionsgrenzen für ein C-Segment-Fahrzeug im NEFZ. Für den WLTP-Zyklus und für größere Fahrzeuge (z. B. SUVs) sind deutlich höhere Grenzen anzusetzen.

Kohlenstoffarme Kraftstoffe (Low-Carbon Fuels, LCF) können ebenfalls zur Reduzierung der TtW-CO₂-Emissionen beitragen. Die TtW-CO₂-Vorteile verschiedener Kraftstoffe sind in **Abbildung 29** dargestellt.

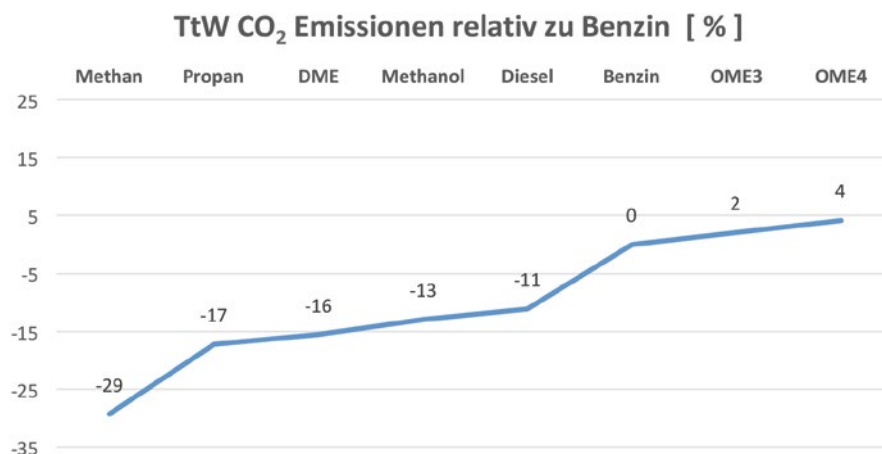


Abbildung 29: TtW-CO₂-Emissionen verschiedener Kraftstoff-/Antriebsstrangpfade relativ zum benzinbetriebenen Ottomotor

FAZIT zur „Erreichbarkeit TtW-CO₂-Emissionsreduktionsziele“

- Auch wenn in einem geschlossenen CO₂-Kreislauf die Fahrzeug-CO₂-Emissionen irrelevant erscheinen, ist bei derzeitiger europäischer Gesetzeslage (Tank-to-Wheel(TtW)-Ziel) eine TtW-Betrachtung relevant, insbesondere deswegen, weil in der Übergangszeit, abweichend von den hier beschriebenen 100%-EE-Szenarien, auch noch fossile Energieträger zum Einsatz kommen.
- Kraftstoffe mit günstigem C / H-Verhältnis zur Minderung der CO₂-Emissionen (Low-Carbon Fuels, LCF) können zur Reduzierung der TtW-CO₂-Emissionen beitragen.

- Mit Methan lassen sich beispielsweise, aufgrund des günstigen C/H-Verhältnisses und der Optimierungsmöglichkeiten des Motors, die die hohe Klopfestigkeit des Kraftstoffes bietet, die CO₂-Emissionen gegenüber Benzinbetrieb um etwa 29% verbessern.
- Die Verwendung von OME-Kraftstoffen (ab C2) im selbstzündenden Motor führt hingegen zu einer Verschlechterung der TtW-CO₂-Emissionen, zum Beispiel für OME 3-4 um 13 bis 15% verglichen mit Diesel beziehungsweise um 2 bis 4% mit Benzin im Ottomotor.

Erreichbarkeit Zero-Impact-Emissions

Lokal emissionsfreies Fahren ist nur mit BEVs, FCEVs und bei verbrennungsmotorischen Antrieben in der Ausführungsform des Plug-in-Hybriden realisierbar. Schadstoffemissionen können durch Motoroptimierung und Neuentwicklungen in der Abgasnachbehandlung weitestgehend reduziert werden. Neue Fahrzeugkonzepte erlauben Zero-

Impact-Emission-Mobility unabhängig vom Kraftstoff. Dies bedeutet, dass die Abgasemissionen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor an der Grenze zur messtechnischen Erfassbarkeit liegen und Umwelteinwirkungen damit unterhalb der zulässigen Immissionsgrenzwerte gemäß BImSchG.

	NOx	Ruß PM	Ruß PN	NMHC/VOC
BEV				
H₂ (FCEV)				
DME (CI)	niedrigere Rohemissionen als Diesel (kein NOx-Ruß Trade Off) F&E-Bedarf Tieftemperatur	unkritisch Technologie bekannt	Technologie bekannt mit heutiger Messtechnik Partikel < 23nm F&E-Bedarf	F&E-Bedarf Tieftemperatur und bei extrem hoher AGR-Rate
OME (CI)	niedrigere Rohemissionen als Diesel (kein NOx-Ruß Trade Off) F&E-Bedarf Tieftemperatur	unkritisch Technologie bekannt	Technologie bekannt mit heutiger Messtechnik Partikel < 23nm F&E-Bedarf	F&E-Bedarf Tieftemperatur und bei extrem hoher AGR-Rate
Methan - CH₄ (SI, DI)	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch mit heutiger Messtechnik Partikel < 23nm F&E-Bedarf	unkritisch Technologie bekannt
Methan - CH₄ (CI Lkw + SI, DI Pkw)	niedrigere Rohemissionen als Diesel (kein NOx-Ruß Trade Off) F&E-Bedarf Tieftemperatur Technologie	unkritisch Technologie bekannt	Technologie bekannt mit heutiger Messtechnik Partikel < 23nm F&E-Bedarf	F&E-Bedarf Tieftemperatur und bei extrem hoher AGR-Rate
Methanol (M100) (SI)	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	Technologie bekannt mit heutiger Messtechnik Partikel < 23nm F&E-Bedarf	erhöhter F&E-Bedarf Kaltstart
Benzin (SI) FT und MeOH-Synthese	unkritisch (bis E10) Technologie bekannt	unkritisch (bis E10) Technologie bekannt	Technologie bekannt mit heutiger Messtechnik Partikel < 23nm F&E-Bedarf	unkritisch (bis E10) Technologie bekannt
Diesel (CI) (max. B7)	F&E-Bedarf Tieftemperatur NOx bei Rußfilterregeneration	unkritisch Technologie bekannt	Technologie bekannt mit heutiger Messtechnik Partikel < 23nm F&E-Bedarf	F&E-Bedarf Tieftemperatur
Propan (SI)	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	Technologie bekannt mit heutiger Messtechnik Partikel < 23nm F&E-Bedarf	unkritisch Technologie bekannt

Tabelle 15: Bewertung Erreichbarkeit und Technologiereife „Zero-Impact-Emissions“

Farbkodierung	grün = gut geeignet (technisch gelöst, ökonomisch machbar, unbedenklich)	orange = nicht geeignet
----------------------	--	-------------------------

Tabelle 16: Farbkodierung Bewertungsmatrizen

CO	N ₂ O	NH ₃	CH ₄	Formaldehyd
F&E-Bedarf Tieftemperatur	F&E-Bedarf Tieftemperatur	F&E-Bedarf AMOX-Kat.	unkritisch Technologie bekannt	F&E-Bedarf Tieftemperatur und Lambda 1 Nähe
F&E-Bedarf Tieftemperatur	F&E-Bedarf Tieftemperatur	F&E-Bedarf AMOX-Kat.	unkritisch Technologie bekannt	F&E-Bedarf Tieftemperatur und Lambda 1 Nähe
unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt
F&E-Bedarf Tieftemperatur	F&E-Bedarf Tieftemperatur	F&E-Bedarf AMOX-Kat.	F&E-Bedarf langzeitstabiler CH ₄ - Magerkatalysator	F&E-Bedarf Tieftemperatur und Lambda 1 Nähe
erhöhter F&E-Bedarf Kaltstart	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	F&E-Bedarf
unkritisch (bis E10) Technologie bekannt	unkritisch (bis E10) Technologie bekannt	unkritisch (bis E10) Technologie bekannt	unkritisch (bis E10) Technologie bekannt	unkritisch (bis E10) Technologie bekannt
F&E-Bedarf Tieftemperatur, Rußfilterregeneration	F&E-Bedarf Tieftemperatur Technologie	F&E-Bedarf AMOX-Kat.	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt
unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt	unkritisch Technologie bekannt

gelb = erhöhter Forschungsbedarf
(ggf. kritisch)

blau = Forschungsbedarf (nicht kritisch)

Eine Abschätzung der technologischen Reife und des Forschungsbedarfs zur Erreichung des Zero-Impact-Emission-Ziels mit den unterschiedlichen verbrennungsmotorischen Pfaden ist in **Tabelle 15** dargestellt. Eine Erklärung der zugehörigen Farbcodierung findet sich in **Tabelle 16**.

FAZIT zur „Erreichbarkeit Zero-Impact-Emissions“

- Mit allen betrachteten verbrennungsmotorischen Konzepten ist eine Zero-Impact-Emission-Mobilität erreichbar (Konzentration der Emissionen unterhalb der zulässigen Immissionsgrenzwerte).

Sicherheit in Transport und Handhabung

Sicherheitsaspekte flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe beim Transport und in der Handhabung

Für die Betrachtung der Sicherheitsaspekte bei Lagerung, Transport und Verteilung werden das stoffliche Gefahrenpotenzial, die Lager beziehungsweise Transportbedingungen und die daraus resultierende Gefahren, sowie Gesichtspunkte des Betankungsvorgangs einbezogen. Der Betankungsvorgang stellt in diesem Zusammenhang eine besondere Gefahrenquelle dar, da er von nicht geschulten und geübten Personen sicher ausgeführt werden muss.

Die potenziellen Gefahren der Kraftstoffproduktion beziehungsweise Stromerzeugung sind nicht in diese Betrachtung eingeflossen. Dies gilt auch für die Kraftstoffmengen im Fahrzeugtank, die ggf. unfallbedingt entweichen könnten. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass Fahrzeuge gemäß einschlägiger Richtlinien und Normen speziell entworfen und gefertigt werden, um das Risiko selbst bei einem Unfall möglichst klein zu halten.

Der Umgang mit Elektrizität bedarf einer gesonderten Betrachtung, da diese Energieform grundverschiedene Eigenschaften im Vergleich zu den anderen flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen hat.

Die den Kraftstoffen inhärenten Gefahrenpotenziale sind in den Sicherheitsdatenblättern in Vollständigkeit gelistet. Für das Inverkehrbringen, für den Umgang mit diesen Stoffen und für den Verbraucherschutz gelten die Bestimmungen des Chemikaliengesetzes, insbesondere der REACH-Verordnung. Darüber hinaus wirken die Bestimmungen von Betriebssicherheit-Verordnung

und Gefahrgut-Recht (ADR). Außerdem gibt es eine Vielzahl von technischen Regeln, die die gesetzlichen Vorgaben konkretisieren und so die Erfordernisse beschreiben, die den sicheren Umgang im Alltag ermöglichen.

Die Gefahrenpotenziale einzelner Kraftstoffe werden im Anhang „Sicherheit“ näher erläutert. Dort sind die Faktoren beschrieben, die Einfluss auf die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Vorfalles haben könnten und deshalb besonderer Aufmerksamkeit bei der Einführung des betreffenden Kraftstoffs bedürfen.

Zusammenfassend folgt aus der Betrachtung, dass flüssige Kraftstoffe, wie beispielsweise Methanol oder E-Benzin, ein erhebliches Gefahrenpotenzial beinhalten können. Dies erklärt sich im Wesentlichen dadurch, dass solche Stoffe sowohl entzündlich beziehungsweise hochentzündlich sind, toxische beziehungsweise gesundheitsgefährdende Merkmale aufweisen und auch umweltgefährdend sind. Je nach Art können die Gefahren sich über den Flüssig- als auch über den Gaspfad oder über beide ausbreiten. Im Vergleich zu Gasen ist jedoch ihre Ausbreitungsgeschwindigkeit und -radius geringer. Verflüssigte Gase, wie beispielsweise LNG oder LPG, haben ebenfalls ein hohes Gefahrenpotenzial in Bezug auf Brand und Explosion. Insbesondere die enorme Volumenzunahme beim Übergang vom flüssigen in den gasförmigen Zustand verstärkt dieses Potenzial. Andererseits sind die Potenziale hinsichtlich einer Umweltgefährdung deutlich geringer als bei flüssigen Kraftstoffen. Druckgase, wie etwa Wasserstoff oder CNG, sind auch hochentzündlich, jedoch gehen von diesen

Gasen keine unmittelbaren Gesundheits- oder Umweltgefahren aus. Auch die Eigenschaft, sich schnell in der freien Atmosphäre zu verflüchtigen, vermindert das Gefahrenpotenzial. Andererseits bergen die Lagerung und die Handhabung unter sehr hohem Druck oder sehr niedriger Temperatur ebenfalls Gefahren.

FAZIT „Sicherheit Kraftstoffe“

- Alle betrachteten Kraftstoffe bringen ein in etwa gleich großes, wenn auch unterschiedliches Gefahrenpotenzial mit sich.
- Grundsätzlich werden Lagerung, Transport und Verteilung aller Kraftstoffe technisch vollständig beherrscht.
- Das reale Risiko ist für alle betrachteten Kraftstoffe als sehr gering zu bewerten.

Batterieelektrische Energie

Der Transport von Strom hat ein hohes Gefahrenpotenzial, wird jedoch technisch vollständig beherrscht, sodass heute nur noch ein sehr geringes Risiko von Stromtransport in Leitungen ausgeht.

Die „Lagerung“ von Strom erfordert die Umwandlung in andere Medien. Diese Prozesse können je nach Art des Prozesses erhebliche Gefahrenpotenziale beinhalten.

Die Gefahren, die von Batterien ausgehen, sind grundsätzlich anderer Natur als bei gasförmigen und flüssigen Energieträgern. Ein Auslaufen oder Austreten aus Behältern/Tanks und den damit verbundenen Brand- und Explosionsgefahren ist in der Regel auszuschließen. Dennoch können Batterien aufgrund von technischen Defekten in Brand geraten. Die von diesem Brand ausgehenden Stoffe sind in der Regel als toxisch zu bewerten. Bei manchen Batteriearten können ggf. Elektrolyte mit ätzender Wirkung auslaufen. Der ungeschützte Kontakt mit diesen Substanzen birgt Verletzungsgefahr. Auch eine Beschädigung von Fahrzeugen oder eine Umweltgefährdung kann nicht ausgeschlossen werden.

Geraten elektrische Fahrzeuge in Brand, ist außerdem zu beachten, dass sich Rettungskräfte und Feuerwehr wegen der Stromschlaggefahr dem brennenden E-Fahrzeug gar nicht oder nur nach Feststellung der Spannungsfreiheit nähern können und ggf. auch der Einsatz von Löschmitteln nur mit entsprechender Verzögerung erfolgen kann.

Im Umgang mit der Elektrizität stehen die Gefahren durch elektrischen Kurzschluss im Vordergrund. Ursachen für einen Kurzschluss können alternde elektrische Einrichtungen, fehlerhafte Installationen oder unzulässige Handlungen sein, wie etwa das Nutzen von nicht geeigneten Verlängerungskabeln. Auch können atmosphärische Einwirkungen, wie Starkregen oder Blitzschlag, eine Gefahr darstellen. Darüber hinaus sind manipulative Eingriffe als Gefahrenursache denkbar.

Bei Kontakt mit defekten elektrischen Geräten besteht die Gefahr eines Stromschlags, der tödlich sein kann.

Grundsätzlich sind die Gefahren der Elektrizität bekannt. Umfassende Regelwerke und Normen beschreiben die Ausrüstungen zum Schutz vor elektrischen Gefahren und elektrische Installationen sind auf diese Anforderungen ausgelegt. Dennoch sind defekte oder überlastete elektrischer Einrichtungen eine der häufigsten Ursachen für Unfälle und Brandereignisse. Es ist davon auszugehen, dass diese Art von Ereignissen auch in der Elektromobilität nicht vollständig ausgeschlossen werden können.

FAZIT zur Sicherheit

Grundsätzlich werden Nutzung, Lagerung, Transport und Verteilung aller Energieträger technisch vollständig beherrscht, wenn auch mit unterschiedlich gelagerten Gefahrenpotenzialen. Im Anhang dieser Studie findet sich dazu eine detaillierte Betrachtung.

Markteinführungspotenzial, „Customer Acceptance“ und „Lead Time to Market“

Zur Bewertung des Markteinführungspotenzials, der Kundenakzeptanz und der Möglichkeit der zeitnahen Marktpresenz von Technologien werden folgende Kriterien bewertet:

- Betankungszeit / Ladezeit
- Bestandskompatibilität / Drop-in-Fähigkeit in fossile Kraftstoffe / Anzahl kompatibler Pkw im Markt / vorhandene Infrastruktur / Bi-Fuel-Fähigkeit / Verfügbarkeit Kraftstoffnormen
- Technologieverfügbarkeit
- Nachrüstbarkeit
- Funktionstemperaturbereich
- Risiken, Potenziale / Vorteile
- Kompatibilität Fahrzeuge mit Rest der Welt
- Biomengenpotenzial zusätzlich zu PtX
- Investitionsrisiko (Mindestanlagengröße)

Betankungszeit / Ladezeit

	Ladezeit [s] für 100 km
BEV	500
H ₂ (FCEV)	< 30
DME (Dieselmotor)	< 30
OME (Dieselmotor)	< 20
Methan - CH ₄ (Ottomotor, Direkteinspritzung)	< 30
Methanol (M100) (Ottomotor, Direkteinspritzung)	< 20
FT Benzin (Ottomotor, Direkteinspritzung)	< 10
FT-Diesel (Dieselmotor)	< 10
FT Propan (Ottomotor, Direkteinspritzung)	< 30

Tabelle 17: Betankungszeit Pkw für 100 km in s (Annahmen für SI/CI –Konzepte und FCEV: NEFZ; Annahmen BEV: 80%-Ladung an Schnellladestation 150 kW, bei 60 MJ/100 km Verbrauch, zum Beispiel NEFZ Ford Focus oder 1,5 x NEFZ Opel Ampera)

Eine Abschätzung der Betankungs- beziehungsweise Ladezeit für eine Pkw-Fahrt von 100 km (berechnet auf Basis NEFZ-Verbrauch) ist in **Tabelle 17** dargestellt. Eine Erklärung der zugehörigen Farbkodierung findet sich in **Tabelle 16**.

Die Betankungszeit für alle verbrennungsmotorischen Konzepte und das FCEV sind auf Basis des NEFZ-Verbrauchs berechnet. Sie werden allesamt hinsichtlich der Kundenakzeptanz als akzeptabel bewertet. Ein Tankvorgang für 500 km Reichweite wäre in allen Fällen in weniger als 2,5 min machbar. Selbst wenn für den Realverbrauch der Fahrzeuge eine Erhöhung des NEFZ-Verbrauchs um 50 % veranschlagt wird, beträgt die Betankungszeit weniger als 4 min, was noch akzeptabel erscheint. Die Ladezeit des BEV ist selbst unter den guten Voraussetzungen, die für den Tabellenwert angenommen werden, signifikant länger (80 %-Ladung an Schnellladestation 150 kW, bei 60 MJ je 100 km Verbrauch – zum Beispiel NEFZ Ford Focus oder 1,5 x NEFZ Opel Ampera), insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Realverbrauch und NEFZ-Verbrauch eines BEV stärker voneinander abweichen als bei verbrennungsmotorischen Konzepten. Die Ladedauer beträgt daher mindestens 500 s je 100 km, an einer üblichen Haushaltssteckdose sogar 6 bis 7 h. Ein Ladevorgang für 500 km Reichweite würde unter günstigen Voraussetzungen etwa 40 bis 45 min dauern, was für Langstreckenfahrer als nicht akzeptabel bewertet wird.

Prinzipiell gelten für Lkw-Anwendungen ähnliche Aussagen wie beim Pkw. Lediglich für Druckgas, also CNG-Anwendungen, ist aufgrund der Größe des Tanks mit deutlich verlängerten Tankzeiten als bei flüssigen (auch kryogen-flüssigen) Kraftstoffen zu rechnen. Ob eine Kundenakzeptanz dafür gegeben ist, wird aufgrund fehlender Erfahrung mit derart großen Tanks, die für den Fernverkehr notwendig wären, nicht überprüft. Vielmehr dürften sich hier Flüssigkraftstoff oder kryogene Gase durchsetzen.

FAZIT zur Betankungs- beziehungsweise Ladezeit

- Der Endverbraucher ist Betankungszeiten der Pkw und Lkw von wenigen Minuten gewöhnt. Diese lassen sich auch bei FCEVs erreichen. Die Ladezeiten von BEV erfordern ein geändertes Kundenverhalten (Ladezeit Golf-Klasse 40 bis 45 min für 500 km an Schnellladesäule 150 kW; selbst mit derzeit geplanten Hochleistungskonzepten mit bis zu 350 kW circa 15 bis 20 min. für 500 km). Die Voraussetzungen für die Heimladung sind derzeit nicht überall gegeben. Die Anzahl der erforderlichen Ladepunkte ist signifikant höher als bei den anderen Konzepten.

Bestandskompatibilität

Eine Abschätzung der Bestandskompatibilität der Fahrzeuge beziehungsweise der sogenannten „Drop-in“-Fähigkeit der verschiedenen Kraftstoffe in fossile Kraftstoffe ist in **Tabelle 18** dargestellt. Eine Erklärung der zugehörigen Farbkodierung findet sich in **Tabelle 16**.

	Bestandskompatibilität (max. Blendanteil in %)				Anzahl kompa- tibler Pkw im Markt 2017 (Anzahl Tank- stellen Deutsch- land 2017)	Bi-/Flexfuel- Fähigkeit mit bestehenden Benzin-/Diesel- Antrieben	Geeignete Kraftstoffnormen verfügbar
	Benzin	Diesel	LPG	CNG			
BEV	-	-	-	-	ca. 25.000 (EAFO, 2017) (< 22 kW 22.857) (> 22 kW: 1.810) (Typ 2AC: 341) (CHADEMO: 444) (CCS: 638) (Tesla: 387)	Bi-Fuel mit Benzin/ Diesel als Plug-in Hybrid (Nachrü- stung kaum möglich)	n. a.
H₂ (FCEV)	-	-	-	2	< 100 (ca. 30)	Schwierige Package- und Kostensituation	Kraftstoff: ISO 14687-2 Tankstellen: EN 17127
DME (CI)	-	-	-	-	0 (0)	Forschungsbedarf	ISO 16861
OME (CI)	-	-	-	-	0 (0)	Forschungsbedarf	Normungsvor- schlag verfügbar
Methan - komprimiert (LD/HD)	-	-	-	100	80.000 (ca. 900)	Bi-Fuel mit Benzin (Nachrüstung möglich)	DIN 51624 EN 16726-2 Schwefelab- senkung ratsam
Methan - flüssig (HD)	-	-	-	2	< 100 (1)	Dual-Fuel mit Diesel (Nachrüstung möglich)	DIN 51624 EN 16723-2 Schwefelab- senkung ratsam
Methanol (M100)	3	-	-	-	0 (0)	Flexfuel mit Benzin (Nachrüstung möglich)	Zur Einführung: chinesische M85 Norm verfügbar
Benzin FT	100	-	-	-	29,8 Mio. (ca. 14.000)	nicht erforderlich da kompatibel	EN 228
Diesel (CI) FT	-	100	-	-	14,5 Mio. (ca. 14.000)	nicht erforderlich da kompatibel	EN 15940 (circa 30 – 35 % auch in EN 590)
Propan (SI)	-	-	100	-	480.000 (ca. 6.800)	Bi-Fuel mit Benzin (Nachrüstung möglich)	EN 589 Schwefelsenkung ratsam

Tabelle 18: Bestandskompatibilität, Drop-in-Fähigkeit, Bi-/Flexfuel-Fähigkeit, Verfügbarkeit Kraftstoffnormung

Abgesehen von der Ladeinfrastruktur für BEVs, die noch rudimentär ist und sich erst im Aufbau befindet, gibt es in Deutschland nur für vier Kraftstoffe eine nennenswerte Infrastruktur. Für Benzin nach EN 228 und Diesel nach EN 590 gibt es mehr als 14.000 Tankstellen, die im Durchschnitt über circa acht Zapfpunkte verfügen dürften. Diese Infrastruktur ist absolut ausreichend. Mittelfristig dürfte sogar mit einer Konsolidierung des Markts zu rechnen sein. Für LPG (ein Propan-Butan-Gemisch nach EN 589) gibt es circa 6.800 Tankstellen in Deutschland, was einer Abdeckung von circa 48 % entspricht. LPG-Tankstellen sind in der Regel nur mit zwei Zapfpunkten ausgerüstet. Die Dichte des LPG-Tankstellennetzes wird als akzeptabel bewertet. Weiterhin gibt es noch ein CNG-Netz mit circa 900 Tankstellen (6 % Abdeckung). Die Größe des Netzes wird hinsichtlich der Kundenakzeptanz für eine signifikante Marktentwicklung als noch unzureichend angesehen, ist aber schon entwicklungs-fähig. Daneben gibt es noch einige wenige E85-Säulen (< 100, hier kein relevanter Kraftstoff) und etwa 30 Wasserstofftankstellen.

Außer FT-Benzin, FT-Diesel, FT-Propan (Butan) und in gewissem Maße auch PtG-Methan ist praktisch keiner der hier betrachteten Kraftstoffe ohne initialen Infrastrukturaufbau direkt verteilbar. Alle anderen Kraftstoffe müssen demnach „drop-in-fähig“ sein, um schnell in den Markt gebracht werden zu können. Dabei heißt „Drop-in-Fähigkeit“, dass der jeweilige Kraftstoff mit einem Großteil des Fahrzeugbestands und der bestehenden Infrastruktur kompatibel ist. Zudem ist die Drop-in-Fähigkeit eines Kraftstoffes jeweils mit Bezug auf eines der vier bestehenden Tankstellennetze zu bewerten.

Neben FT-Benzin, welches fossilem Benzin in hohen Anteilen unter Einhaltung der EN 228 beigemischt werden kann, ist auch die Beimischung von Methanol möglich. Allerdings ist die Zugabe von Methanol stark eingeschränkt (bis 3 % gemäß EN 228). Durch die zusätzliche Begrenzung des Sauerstoffgehaltes in der EN 228 wird durch eine Zugabe von Methanol allerdings die Beimischung von Bio(ethanol) begrenzt. Paraffinischer FT-Diesel

darf dem fossilen Diesel nach EN 590 bis zu 35 % zugemischt werden, weil ansonsten die untere Grenze der Kraftstoffdichte unterschritten wird. Eine Absenkung des unteren Grenzwertes für die Dichte in der EN 590 wird derzeit diskutiert. Für reinen paraffinischen Diesel (FT-Diesel und HVO) gibt es die Norm EN 15940, für die immer mehr Neufahrzeuge freigegeben wird. FT-Propan kann fossilem LPG nach EN 589 bis zu 100 % beigemischt werden. PtG-Methan kann CNG zu 100 % beigemischt werden. Zudem darf Erdgas bis zu 2 % Wasserstoff enthalten. DME ist nicht Drop-in-fähig. Für OME besteht Forschungsbedarf. Auch für geringe Anteile muss zum Beispiel die Kompatibilität von Dichtungen in Feldfahrzeugen überprüft werden.

Solange kein ausreichendes Tankstellennetz existiert und Drop-in-Fähigkeit nicht oder nur in sehr geringem Umfang gegeben ist, kann die „Bi-Fuel-Fähigkeit“ eines Konzepts die Markteinführung einer Technologie sehr unterstützen, insbesondere wenn am Markt einfache Nachrüstmöglichkeiten (Retrofit) angeboten werden [Kramer 2012], was etwa am Beispiel des deutschen und europäischen LPG- und CNG-Marktes ersichtlich ist. In **Tabelle 18** ist auch die „Bi-Fuel-Fähigkeit“ der einzelnen Konzepte aufgelistet. Für Kraftstoffe, die vollständig mit bestehenden Kraftstoffen kompatibel sind oder in hohen Raten eingeblendet werden können, sind Bi-Fuel-Fahrzeugkonzepte nicht erforderlich (FT-Benzin, FT-Diesel, FT-Propan und bedingt auch PtG-Methan). Auch Plug-in-Hybride (BEV mit Benzin- oder Dieselantrieb) können als „Bi-Fuel-fähige“ Fahrzeuge angesehen werden. Bi-Fuel-Fahrzeuge mit Benzinantrieb sind ebenfalls für PtG-Methan und FT-Propan/Butan am Markt verfügbar. Flexfuel-Fahrzeuge (Mischung von Benzin mit bis zu 85 % Methanol in einem Tank) wurden schon in den 1980-er Jahren dargestellt. Die Technologie ist relativ einfach und preiswert.

Die Darstellung eines FCEV mit zusätzlichem Benzin- oder Dieselantrieb gestaltet sich aus Package- und Kostengründen als sehr schwierig. Derartige Fahrzeuge sind nicht verfügbar.

Die Darstellung von DME als „Bi-Fuel-Fahrzeug“ (Kombination mit Diesel) ist technisch noch nicht darstellbar. Die unterschiedlichen Anforderungen der Kraftstoffe an das Einspritzsystem sind eine technische Herausforderung, die zurzeit noch nicht gelöst ist. Es laufen zu diesem Thema aber Forschungsvorhaben.

OME wurde hinsichtlich der „Bi-Fuel-Fähigkeit“ noch nicht untersucht. Hier besteht Forschungsbedarf.

Für schwere Nutzfahrzeuge in Flotten ergibt sich – zumindest in Deutschland – ein leicht anderes Bild, da die meisten Betankungen in Betriebshöfen stattfinden. Die Kosten für den Spediteur müssen sich über günstigere Einkaufsbedingungen aufgrund größerer Mengen rechnen. Insofern ist die Einführung eines neuen Kraftstoffs vermutlich einfacher. Dennoch gelten prinzipiell die gleichen Aussagen wie für den Pkw. Eine Bi-Fuel-Fähigkeit ist jedoch beim schweren Nutzfahrzeug eher selten zu finden – Erfahrungen fehlen hier.

Zur zügigen Einführung eines neuen Kraftstoffs ist eine rechtzeitige Kraftstoffnormung unerlässlich, die die Kraftstoffqualität im Feld sicherstellt. Belastbare europäische / deutsche Kraftstoffnormen existieren für Benzin, Diesel, paraffinischen Diesel, Autogas und Erdgas.

Für H₂ und DME existieren nur ISO-Normen, die noch in eine europäische, beziehungsweise deutsche Norm überführt werden müssten, ein Prozess, für den mindestens drei Jahre zu veranschlagen sind. Für OME liegt bisher nur ein Vorschlag vor, sodass für den OME-Normungsprozess ein noch längerer Zeitraum zu veranschlagen ist.

FAZIT Bestandskompatibilität

- Sechs der betrachteten PtX-Kraftstoffe sind als Blendkomponenten in der bestehenden Infrastruktur und im Fahrzeugbestand heute schon nutzbar und können einen signifikanten Beitrag zur CO₂-Reduzierung leisten. FT-Benzin kann unter Einhaltung der EN 228 in hohen Anteilen dem Ottokraftstoff zugegeben werden. Die EN 228 erlaubt auch die Beimengung von bis zu 3% Methanol. FT-Diesel kann etwa zu 30 bis 35% in Dieselkraftstoff eingeblendet werden, solange die EN 590 erfüllt wird (14.000 Tankstellen für Benzin und Diesel). Reiner FT-Diesel, der den Anforderungen der EN 15940 entspricht, kann in Fahrzeugen, die dafür freigegeben sind, verwendet werden. FT-Propan/Butan kann als Autogas eingesetzt werden, wenn die Anforderungen der EN 589 eingehalten werden (6.800 Tankstellen). PtG-Methan kann zu 100% und H₂ bis zu 2% dem Erdgas (DIN 51624 beziehungsweise EN 16723-2) zugegeben werden (900 Tankstellen).
- Die „Bi-Fuel-Fähigkeit“ eines Konzepts mit Benzin-/Dieselantrieben kann die Markteinführung einer Technologie sehr unterstützen, zumindest beim Pkw. Bi-Fuel-fähig sind heutzutage bereits folgende Konzepte: Plug-in-Hybrid mit Verbrennungsmotor, Methan und Benzin in Erdgas-Fahrzeugen, Propan/Butan und Benzin in Autogas-Fahrzeugen, Methanol beziehungsweise Ethanol und Benzin in Flexfuel-Fahrzeugen.
- Zur zügigen Einführung eines neuen Kraftstoffs ist eine frühzeitige Kraftstoffnormung und Normung der Tankstellen unerlässlich. Wird die Verfügbarkeit vorausgesetzt, erscheint eine schnelle Markteinführung (< 3 Jahre) im Rahmen bestehender Normen mit folgenden Blendkomponenten in signifikanten Mengen möglich: FT-Benzin, FT-Diesel, FT-Propan, PtG-Methan.

Weitere Risiken und Potenziale

Szenario	Risiken	Potenziale / Vorteile
BEV	<ul style="list-style-type: none"> • „Rohstoffverfügbarkeit“ und „Recycling“ für heutige Batterie-technologien in 100%-Szenario nicht geklärt • Realverbrauch insbesondere bei kalten Temperaturen deutlich erhöht gegenüber Normverbrauch • Wiederverkauf außerhalb EU (insbesondere HO-BEV) schwierig • Finanzierung der Infrastruktur bei HO-BEV ungeklärt 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie vorhanden (Fahrzeuge in Serienproduktion) • Kompatibilität mit BEV Strategie in China
H₂ (FCEV)	<ul style="list-style-type: none"> • L-H₂ Abblasung in geschlossenen Gebäuden (nicht geeignet für Pkw, Parkhaus etc.) • Ggf. in Sondersituationen Abblasung von C-H₂ (700 bar Druckbehälter) erforderlich • Ggf. nur eingeschränkte Parkhaus-, Tunnel-, und Fährennutzung möglich • Wiederverkauf außerhalb EU schwierig • ggf. Forschungsbedarf zur Reduzierung Platinbedarf • Kein kostengünstiges fossiles H₂ und kein Bio-H₂ vorhanden (fossiles H₂ muss aus Erdgas gewonnen werden), mit dem ein kostengünstiger Aufbau der Infrastruktur erfolgen könnte 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie vorhanden (Fahrzeuge in Serienproduktion) • Kompatibilität mit FCEV Strategie in Kalifornien und Japan
DME (CI)	<ul style="list-style-type: none"> • Ggf. nur eingeschränkte Parkhaus-, Tunnel-, und Fährennutzung möglich • Mitführen von AdBlue erforderlich (geringer als bei Diesel) • Wiederverkauf außerhalb EU schwierig • Kein kostengünstiges fossiles DME und nur kleine Mengen an Bio-DME vorhanden (fossiles DME muss aus Erdgas gewonnen werden, Bio-DME aus Black-Liquor-Abfällen der Papierindustrie), mit dem ein kostengünstiger Aufbau der Infrastruktur erfolgen könnte 	
OME (CI)	<ul style="list-style-type: none"> • Mitführen von AdBlue erforderlich (geringer als bei Diesel) • Wiederverkauf außerhalb EU schwierig • Kein kostengünstiges fossiles OME und kein Bio-OME vorhanden (fossiles OME muss aus Erdgas gewonnen werden), mit dem ein kostengünstiger Aufbau der Infrastruktur erfolgen könnte 	<ul style="list-style-type: none"> • nicht toxisch • ggf. Kompatibilität mit China: OME aus Kohle (Lkw)

Szenario	Risiken	Potenziale / Vorteile
Methan – CH₄ (SI, DI)	<ul style="list-style-type: none"> • Ggf. nur eingeschränkte Parkhaus-, Tunnel-, und Fahrennutzung möglich • Vermeidung von Methanschlupf in Fahrzeug und Infrastruktur erforderlich (THG-Potenzial, klimarelevante Emissionen) • Lösungen für LNG Vent-off bei Erwärmung zu erarbeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie vorhanden (Fahrzeuge in Serienproduktion) • Voll ausgebautes Gasverteilnetz (400 tkm) und Gasspeicher vorhanden • Voraussichtlich kompatibel mit Stromspeichertechnologie • Basis Tankstellen-Infrastruktur (900 Tankstellen, 1800 Zapfpunkte) vorhanden. Ausbau weiterer Infrastruktur mit preiswertem CNG möglich (mit späterer Umstellung auf E-Kraftstoffe) • 100% Kompatibilität CNG, Bio-Methan, PtG-Methan → Blenden von CNG in beliebiger Menge mit Bio- und /oder PtG-Methan steuerbar durch entsprechende Gesetzgebung / steuerliche Anreize • Kompatibilität mit Nischenmärkten: Iran, Pakistan Thailand, China ...
Methan – CH₄ (CI Lkw)	<ul style="list-style-type: none"> • Ggf. nur eingeschränkte Parkhaus-, Tunnel-, und Fahrennutzung möglich • Lkw (LNG): Kryogene Hochdruckpumpe: Funktion / Haltbarkeit fraglich • Lkw: Mitführen eines 2. E-Kraftstoffs als Zündöl (z. B. E-OME) erforderlich • Lkw: Mitführen von AdBlue erforderlich • Vermeidung von Methanschlupf in Fahrzeug und Infrastruktur erforderlich (THG-Potenzial, klimarelevante Emissionen) • Lkw: Wiederverkauf außerhalb EU schwierig 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie vorhanden (Fahrzeuge in Serienproduktion) • Voll ausgebautes Gasverteilnetz (400 tkm) und Gasspeicher vorhanden • Voraussichtlich kompatibel mit Stromspeichertechnologie • Basis Tankstellen-Infrastruktur (900 Tankstellen, 1800 Zapfpunkte) vorhanden. Ausbau weiterer Infrastruktur mit preiswertem CNG möglich (mit späterer Umstellung auf E-Kraftstoffe) • 100% Kompatibilität CNG, Bio-Methan, PtG-Methan → Blenden von CNG in beliebiger Menge mit Bio- und /oder PtG-Methan steuerbar durch entsprechende Gesetzgebung / steuerliche Anreize. • Kompatibilität mit Nischenmärkten: Iran, Pakistan Thailand, China (neben CNG auch LNG) ...

Szenario	Risiken	Potenziale / Vorteile
Methanol (M100) (SI)	<ul style="list-style-type: none"> • Für Kaltstart voraussichtlich Mitführen eines zweiten E-Kraftstoffs (z. B. E-Benzin) erforderlich • Wiederverkauf außerhalb EU schwierig • Ökonomisch herstellbares Bio-Methanol als kostengünstige, nachhaltige Ergänzung zu E-Methanol nur in sehr geringen Mengen verfügbar (Glycerin aus Abfällen der Biodiesel-Produktion) 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie vorhanden (sehr ähnliche Ethanol-Fahrzeuge in Serienproduktion) • Für Einführung fossiles Methanol in großen Mengen ökonomisch verfügbar (aus Erdgas) • Ggf. kompatibel mit Stromspeichertechnologie. • Methanol ist als „neuer“ Grundstoff für chemische Industrie geeignet
Benzin (SI) FT / MeOH-Synthese	<ul style="list-style-type: none"> • Als FT-Benzin nur in Verbindung mit FT-Diesel, FT-Propan / Butan und weiteren Koppelprodukten herstellbar. Nachgeschaltete Raffinerie erforderlich • Ökonomisch herstellbares Bio-Benzin, als kostengünstige, nachhaltige Ergänzung zu E-Benzin nicht verfügbar • Bio-Komponenten als kostengünstige, nachhaltige Ergänzung zu E-Benzin, nur in geringen Mengen beimischbar (10 % Ethanol, 3 % Methanol) 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie vorhanden (Fahrzeuge in Serienproduktion) • Voll ausgebaute Infrastruktur vorhanden • Hohe Kompatibilität mit fossilem Benzin. Anteiliges Blenden mit PtG-Benzin steuerbar durch entsprechende Gesetzgebung / steuerliche Anreize • Voll kompatibel mit allen Weltmärkten
Diesel (CI)	<ul style="list-style-type: none"> • Mitführen von AdBlue erforderlich • FT-Diesel nur in Verbindung mit FT-Benzin, FT-Propan / Butan und weiteren Koppelprodukten herstellbar. Nachgeschaltete Raffinerie erforderlich • Ökonomisch herstellbarer Bio-Diesel, als kostengünstige, nachhaltige Ergänzung zu E-Diesel (HVO) nur in geringen Mengen verfügbar (Verfügbarkeit nachhaltiges Pflanzenöl) • Bio-Komponenten als kostengünstige, nachhaltige Ergänzung zu E-Diesel nur in geringen Mengen beimischbar (7% FAME/FAEE) 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie vorhanden (Fahrzeuge in Serienproduktion) • Voll ausgebaute Infrastruktur vorhanden • 100% Kompatibilität mit fossilem Diesel. Beliebiges Blenden mit PtG-Diesel steuerbar durch entsprechende Gesetzgebung / steuerliche Anreize • Voll kompatibel mit allen Weltmärkten (Lkw) bzw. europäischen Märkten (Pkw)
Propan (SI)	<ul style="list-style-type: none"> • Ggf. nur eingeschränkte Parkhaus-, Tunnel-, und Fahrennutzung möglich • FT-Propan / Butan nur in Verbindung mit FT-Benzin, FT-Diesel und weiteren Koppelprodukten herstellbar. Nachgeschaltete Raffinerie erforderlich • Ökonomisch herstellbares Bio-Propan als kostengünstige, nachhaltige Ergänzung zu E-Benzin so gut wie nicht verfügbar (nur ca. 4% als Nebenprodukt HVO-Produktion) 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie vorhanden (Fahrzeuge in Serienproduktion) • Flächig verfügbare Basisinfrastruktur vorhanden in Deutschland (6800 Tankstellen, ca. 13.600 Zapfpunkte; kleine Tanks) und auch weitgehend in Europa • Weltweit Nischenmärkte vorhanden

Tabelle 19: Weitere Risiken und Potenziale der untersuchten Kraftstoff-Antriebsstrang-Szenarien

In **Tabelle 19** sind weitere Risiken und Potenziale der untersuchten Kraftstoff-Antriebsstrang-Szenarien aufgelistet.

Bisher noch nicht genormte Kraftstoffe und Kraftstoffblends können nach dem Abschluss einer entsprechenden neuen Norm und entsprechender

Anpassung der Infrastruktur und Fahrzeuge, ggf. auch in größeren Mengen, fossilen Kraftstoffen zugemischt werden (ähnlich Einführung E10 in Benzin) und damit einen Beitrag zur CO₂-Reduzierung leisten. Dies betrifft insbesondere E-Methanol und E-OME.

Investitionsbedarf

Die vollständige Dekarbonisierung des Transportsektors in Deutschland erfordert unabhängig des eingeschlagenen Lösungsweges enorme finanzielle Anstrengungen. Wie in der **Abbildung 30** und in **Tabelle 20** dargestellt, liegen die Gesamt-Investitionskosten, je nach Pfad, in der Größenordnung von knapp 270 Mrd. € bis etwa 1.740 Mrd. €. Die große Spannweite ergibt sich dabei zum einen aus den zusätzlichen Fahrzeugkosten, die bei batterieelektrischen Fahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen anfallen können. Zum anderen aus der Spannweite der erforderlichen Kraftwerksinvestitionen.

Die Zahlen in **Abbildung 30** und **Tabelle 20** basieren auf einer in dieser Studie entwickelten Kraftstoffmatrix. Unter PtX sind alle kohlenwasser-

stoffhaltigen Kraftstoffpfade zusammengefasst (Verbrennungsmotor mit E-Kraftstoffen). Die Spannweite der PtX-Kosten ergibt sich aus den unterschiedlichen Kraftstoffen sowie den betrachteten Minimalkosten- und Maximalkosten-Szenarien. Für die Fahrzeugmehrkosten werden für Pkw die Mehrkosten im Vergleich zu Fahrzeugen mit Ottomotor, für Lkw die Mehrkosten zu Fahrzeugen mit Dieselmotor herangezogen. Die zusätzlichen Gesamtinvestitionen beruhen dabei auf der Annahme von 3,4 Mio. verkauften Pkw und 50.000 verkauften Lkw pro Jahr in Deutschland (Zahlen für Deutschland von 2015). Diese Zahlen werden über einen Zeitraum von 20 Jahren akkumuliert, dies entspricht der angenommenen Abschreibedauer der PtX-Anlagen.

	1 Kraftwerke Investitionskosten*	2 Kraftstoffherstellung Investitionskosten	3 Infrastruktur Investitionskosten	4 Kum. Fahrzeugmehrkosten** Pkw (vs. Benzin) + Lkw (vs. Diesel)
PTX	137–526 Mrd. € (Pt-CH ₄)	102–118 Mrd. € (Pt-CH ₄)	3–6 Mrd. € (Pt-CH ₄)	0–122 Mrd. + 24 Mrd. € (CH ₄)
	166–629 Mrd. € (Pt-MeOH)	115–168 Mrd. € (Pt-MeOH)	< 1 Mrd. € (Pt-MeOH)	0–20 Mrd. + 0 Mrd. € (MeOH)
	166–635 Mrd. € (Pt-FT)	176–254 Mrd. € (Pt-FT)	0 Mrd. € (Pt-FT)	82 Mrd. + 0 Mrd. € (FT)
	149–570 Mrd. € (Pt-DME)	103–151 Mrd. € (Pt-DME)	1–2 Mrd. € (Pt-DME)	163–231 Mrd. + 1 Mrd. € (DME)
	208–783 Mrd. € (Pt-OME)	167–243 Mrd. € (Pt-OME)	< 1 Mrd. € (Pt-OME)	163 Mrd. + 0 Mrd. € (OME)
H₂	89–342 Mrd. € (zentral)	71–87 Mrd. € (zentral)	19–38 Mrd. € (zentral)	163–850 Mrd. € (Pkw)
	273–568 Mrd. € (lokal)*	55–66 Mrd. € (lokal)	19–128 Mrd. € (lokal)	+ 37–125 Mrd. € (Lkw)
BEV	112–262 Mrd. € *	0	38–198 Mrd. €	163–768 Mrd. € (Pkw) + 52–88 Mrd. € (Lkw)



* Inklusive Investitionskosten für PT-CH₄-Anlagen zur Rückverstromung und Konstantstrombereitstellung

** Kumulierte Fahrzeugmehrkosten (Pkw vs. Benzin; Lkw vs. Diesel) über 20 Jahre:
3,4 Mio. Pkw pa & 50k Lkw pa; Annahme FT: (½ Benzin + ½ Diesel)

Abbildung 30: Aufteilung des Investitionsbedarfs nach Bereichen

Szenario (Pkw + Lkw)	Mindest-Investitionskosten / Mrd. €	Maximales Investitionsrisiko / Mrd. €
Pt-CH ₄	270	800
Pt-MeOH	280	820
Pt-FT	420	970
Pt-DME	420	960
Pt-OME	540	1.190
Pt-H ₂ (zentral)	380	1.440
Pt-H ₂ (lokal)	550	1.740
BEV	360	1.320

Tabelle 20: Mindest-Investitionsbedarf und maximales Investitionsrisiko gesamt

Die Investitionskosten für die Bereitstellung des erneuerbaren Stroms wurden auf Basis der dieser Studie zu Grunde gelegten Stromkosten (vgl. S. 16) geschätzt. Hierfür wurden entsprechend geschätzte Werte aus dieser Studie (Vollbenutzungsstunden Elektrolyse, Zinssatz und ROI, Lebensdauer und Betriebskosten für die Szenarien „Angebot folgt Last“) sowie Werte aus der Studie „Was kostet die Energiewende?“ [ISE 2015] (Lebensdauer und Betriebskosten für variable Stromszenarien) zugrunde gelegt. Diese Rückrechnung ergibt entsprechend Investitionskosten von 1.000 bis 3.400 €/kW für variablen Strombezug sowie 5.200 bis 9.400 €/kW für konstanten Strombezug. Hier ist zu beachten, dass dies nicht den Investitionskosten für eine Technologie (zum Beispiel Wind offshore im Fall des maximalen Szenarios für variablen Strom) entspricht, sondern vielmehr die Investitionskosten für Gesamtsysteme beinhaltet, die die entsprechenden Anforderungen erfüllen (z. B. 24 €/MWh bei 5.877 h/a bei Produktion in MENA). Dies bedeutet auch, dass die hier genannten Investitionskosten auch alle Investitionen für die Verstärkung des Stromangebots in den

Szenarien „Angebot folgt Last“ abdecken müssen. Diese Abschätzung ist sicherlich in Ihrer Genauigkeit zu hinterfragen, gibt aber eine erste Indikation, welche Investitionssummen für die entsprechende Strombereitstellung entstehen können.

Wie beispielhaft anhand des Minimal- und Maximalkosten-Szenarios für den Pkw in **Abbildung 31** und **Abbildung 32** dargestellt, dominieren die Fahrzeugkosten die Mobilitätskosten. Schaut man sich jeweils den günstigsten Fall (**Tabelle 20**) an, so liegen die mindestens erforderlichen Investitionskosten für die drei wesentlichen Pfade PtX, H₂ und BEV zwischen 270 und 550 Mrd. € und damit in der gleichen Größenordnung. Ein Vergleich der maximal erforderlichen Investitionskosten für die drei wesentlichen Pfade PtX, H₂ und BEV zeigt, dass sich die maximalen Investitionskosten aller PtX-Szenarien unterhalb von 1.190 Mrd. € bewegen. Für ein WasserstoffszENARIO können hingegen bis zu 1.740 Mrd. € erforderlich werden. Das Investitionsrisiko bei einem rein elektrischen Szenario beträgt bis zu 1.320 Mrd. €.

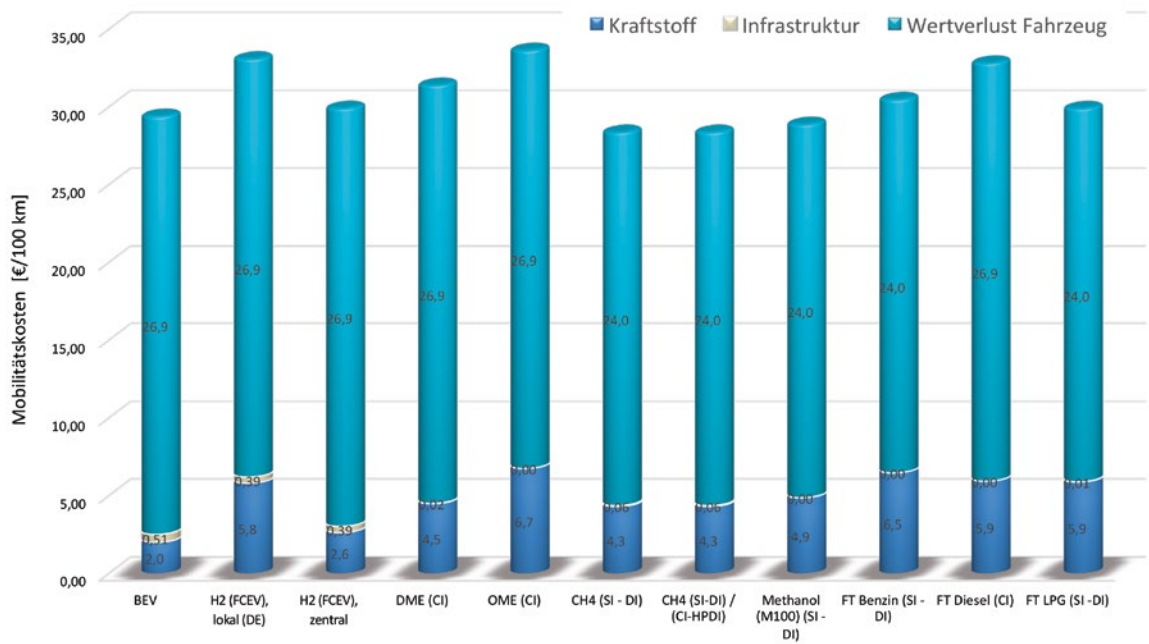


Abbildung 31: Kostensplit: Minimale Mobilitätskosten für Pkw

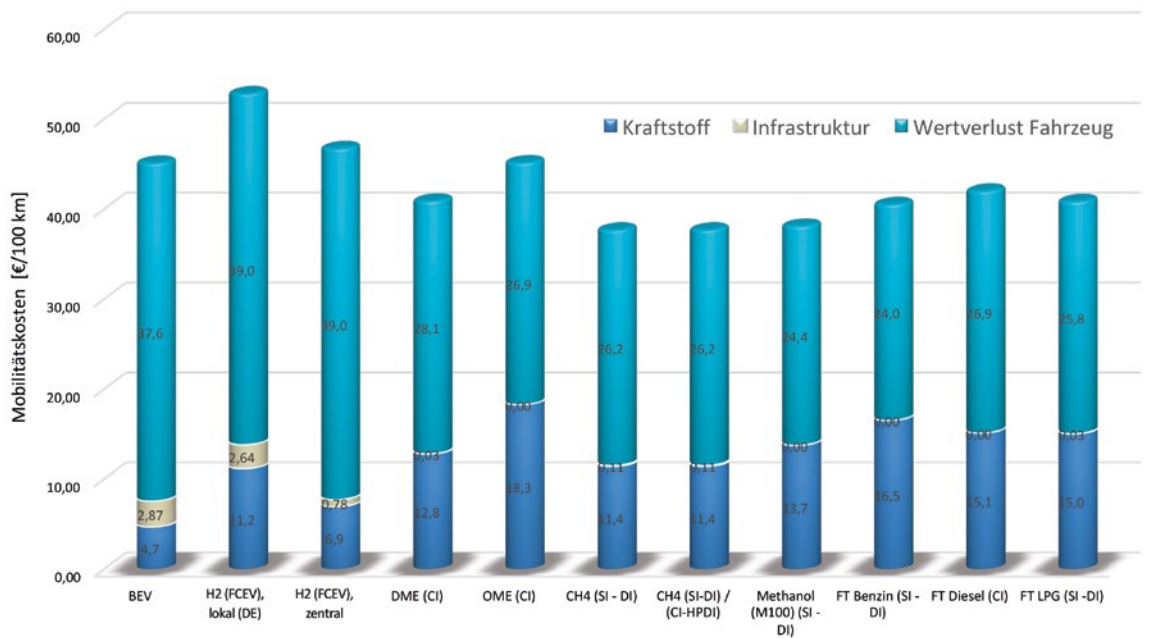


Abbildung 32: Kostensplit: Maximale Mobilitätskosten für Pkw

Der entscheidende Unterschied besteht darin, in welchem Sektor erforderliche Investitionen getätigt werden müssen, siehe **Abbildung 30**. Während bei einer Dekarbonisierung mittels Wasserstoff alle involvierten Partner (Energieversorger, Kraftstoffindustrie, Infrastrukturbetreiber und Fahrzeugindustrie) signifikante zusätzliche Investitionen tätigen müssen, fallen bei sämtlichen PtX-Pfaden die zusätzlichen Kosten fast ausschließlich bei den Kraftwerken und der Kraftstoffherstellung an. Auf der Fahrzeugseite entstehen praktisch keine zusätzlichen Kosten. Bei einer vollständigen Dekarbonisierung mittels BEVs fallen hingegen Investitionskosten nur bei der Stromherstellung und der Infrastruktur und möglicherweise bei den Fahrzeugen an, die allerdings erheblichen Ausmaßes sein können.

Investitionskosten der PtX-Anlagenteile

Abbildung 33 und **Abbildung 34** zeigen den minimalen Investitionsbedarf für Anlagen errichtet in MENA beziehungsweise in Deutschland. In den Abbildungen sind jeweils die Anlagenteile Elektrolyse, H₂-Speicher, CO₂-Abscheidung, PtX-Synthese und Gasverflüssigungsanlage aufgeführt.

Minimale Kosten in MENA

Bei der Abschätzung der Mindestanlagengröße und der damit benötigten Investitionskosten stellen nach **Abbildung 33** die PtX-Synthese mit 31 % (FT-Benzin) und die CO₂-Abscheidung aus Luft mit 38 % (FT-Benzin) verfahrenstechnisch aufwendige und begrenzende Anlagenteile dar. Insbesondere bei der Herstellung von CH₄ beträgt der Anteil der CO₂-Abscheidung aus Umgebungsluft 40 %. Ein Elektrolyse-Stack oder ein H₂-Speicher lassen sich einfach vervielfältigen und skalieren. Das bedeutet, dass für kohlenstoffgebundene Kraftstoffe die CO₂-Abscheidung einen finanziell aufwendigen Anlagenteil darstellt. Um das Kostenrisiko für diesen Anlagenteil zu reduzieren, besteht signifikanter Forschungsbedarf. Voraussichtlich können, insbesondere in der Übergangszeit von einer fossilen, zu einer völlig nachhaltigen Energiewirtschaft, CO₂-Emittenten als CO₂-Quellen genutzt werden.

CO₂ fällt dann ohne nennenswerten Energieaufwand und praktisch umsonst an. Selbst in einer Welt ohne Energiegewinnung aus fossilen Quellen wird es voraussichtlich immer noch Industriezweige geben, die prozessbedingt große Mengen CO₂ emittieren (zum Beispiel Stahl- und Zementherstellung, Biogasherstellung), das zur kostengünstigen Produktion von PtX-Kraftstoffen genutzt werden kann.

Bei Anlagen zur ausschließlichen Produktion von H₂ in MENA richtet sich die Mindestanlagengröße und die damit benötigten Investitionskosten nach der wirtschaftlich am sinnvollsten Größe der H₂-Verflüssigung, die bis zu 68 % der Anlagenkosten betragen kann. Die Kosten der H₂-Verflüssigungsanlagen mit 47,4 Mrd. € erreichen circa 40 % des Niveaus der PtX-Anlagen von FT-Diesel und FT-Benzin.

Die kohlenstoffbasierten Kraftstoffe sind infolge der zusätzlichen Kosten für die CO₂-Abscheidung in MENA 2,9-mal (FT-Benzin) und 1,6-mal (E-Methan) so teuer wie zentral produziertes H₂.

Minimale Kosten in Deutschland

Bei der Abschätzung der Mindestanlagengröße in Deutschland ergibt sich ein ähnliches Bild. Auch hier ist CO₂-Abscheidung am Beispiel von FT-Benzin mit 34 % der größte Kostentreiber der Gesamtanlage. Daraus resultiert der Ansatz, dass PtX-Anlagen sinnvollerweise in der Nähe von auch in der Zukunft unvermeidbaren CO₂-Quellen, wie zum Beispiel Zement- oder Biogasanlagen, errichtet werden.

Am Beispiel von E-Methan könnte durch die Nutzung von lokal vorhandenem CO₂ die Kosten für die CO₂-Abscheidung vermieden werden. Des Weiteren könnte durch das Einspeisen von E-Methan in das Gasnetz die Investition für die Verflüssigung reduziert werden, wodurch die Gesamtinvestitionskosten für E-Methan auf 43,4 Mrd. € reduziert würden. Diese Kosten wären noch um 74,6 Mrd. € niedriger als die minimalen Kosten in MENA mit 117,9 Mrd. Euro.

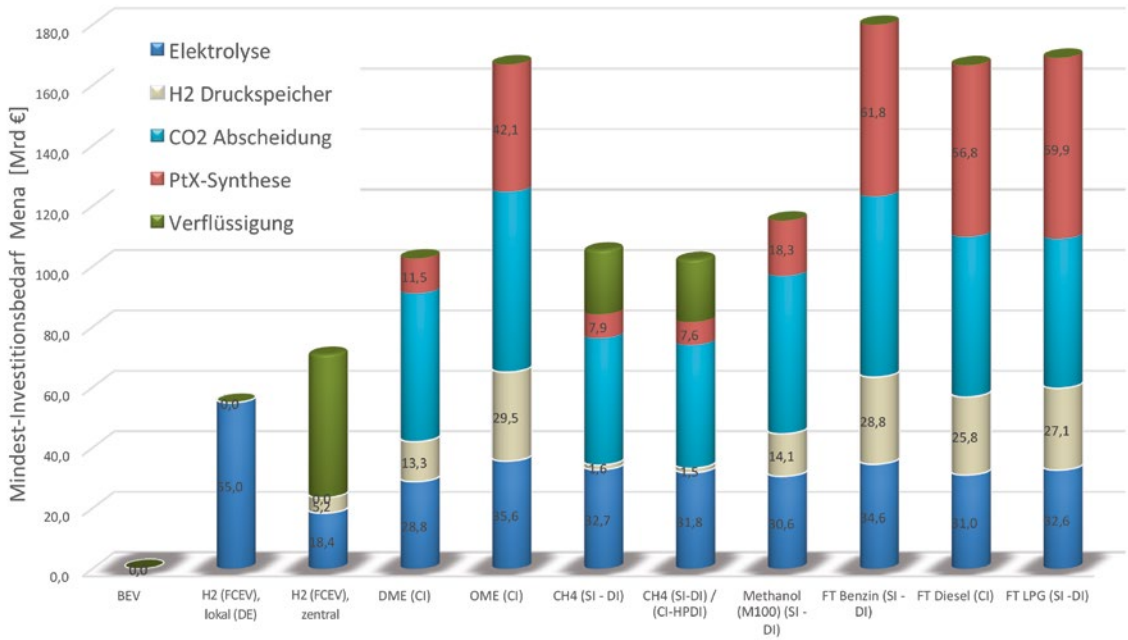


Abbildung 33: Mindest-Investitionsbedarf der PtX-Anlagen in MENA (CO₂ aus Luft)

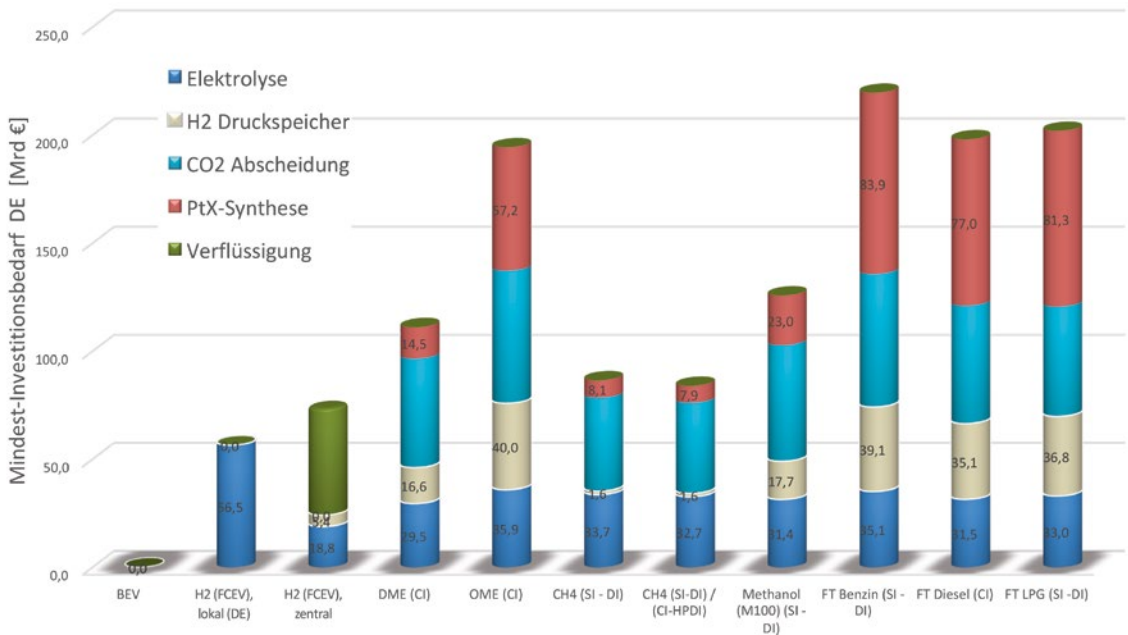


Abbildung 34: Mindest-Investitionsbedarf der PtX-Anlagen in Deutschland (CO₂ aus Luft)

FAZIT Investitionsbedarf

- Die vollständige Dekarbonisierung des Transportsektors in Deutschland erfordert enorme finanzielle Anstrengungen. Die Gesamt-Investitionskosten, je nach Pfad, in der Größenordnung von knapp 270 Mrd. € bis 1.740 Mrd. €. Die große Spannweite ergibt sich dabei weniger durch den gewählten Kraftstoffpfad, als vielmehr durch die zusätzlichen Fahrzeugkosten, die bei batterieelektrischen Fahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen anfallen können. Die Fahrzeugkosten dominieren die Mobilitätskosten.
- Die mindestens erforderlichen Investitionskosten für die drei wesentlichen Pfade PtX, H₂ und BEV liegen zwischen 270 und 550 Mrd. €.
- Die maximal möglichen erforderlichen Investitionskosten aller PtX-Pfade bewegen sich zwischen 800 und 1.190 Mrd. €. Dabei stellt sich Methan mit circa 800 Mrd. € (in Deutschland) am günstigsten dar; PT-OME erfordert mit knapp 1.190 Mrd. € die höchsten Investitionen. Für ein Wasserstoffszenario können hingegen bis zu 1.740 Mrd. € erforderlich werden. Das Investitionsrisiko bei einem rein elektrischen Szenario beträgt bis zu 1.320 Mrd. €.
- Neben den Unsicherheiten bei der Voraussage zukünftiger Fahrzeugkosten, gibt es auch ernstzunehmende Unsicherheiten bei der Voraussage des erforderlichen Stromnetzausbaus für den flächendeckenden Einsatz von BEV. Diese Kosten sind sehr vom Kundennutzungsverhalten (Ladeverhalten) abhängig.
- Der entscheidende Unterschied zwischen den drei wesentlichen Pfaden PtX, H₂ und BEV besteht darin, in welchem Sektor Investitionen getätigt werden müssen. Während bei der Dekarbonisierung mittels Wasserstoff alle involvierten Partner (Energieversorger, Kraftstoffindustrie, Infrastrukturbetreiber und Fahrzeugindustrie beziehungsweise Fahrzeugkäufer) signifikante, zusätzliche Investitionen tätigen müssen, fallen

bei sämtlichen PtX-Pfaden zusätzliche Kosten fast ausschließlich bei der Stromgewinnung und der Kraftstoffherstellung an. Beim BEV-Szenario fallen Investitionskosten, außerhalb der Kosten für den Aufbau von Wind-/Solarkraftwerken, nur bei der Infrastruktur und möglicherweise bei den Fahrzeugen an.

- Für die kohlenstoffgebundenen Kraftstoffe ist die CO₂-Abscheidung aus Luft ein finanziell aufwendiger Anlagenteil. Bei einfachen Syntheseprozessen wie beispielsweise von CH₄ beträgt der Anteil der CO₂-Abscheidung aus Umgebungsluft 40 % der gesamten Investitionskosten der Kraftstoffsyntheseanlage. Hier besteht signifikanter Forschungsbedarf zur Reduzierung der Anlagenkosten. Voraussichtlich können, insbesondere in der Übergangszeit von einer fossilen, zu einer völlig nachhaltigen Energiewirtschaft, CO₂-Emittenten als CO₂-Quellen genutzt werden. CO₂ fällt dann ohne nennenswerten Energieaufwand und praktisch umsonst an. Selbst in einer Welt ohne Energiegewinnung aus fossilen Quellen wird es voraussichtlich immer noch Industriezweige geben, die prozessbedingt große Mengen CO₂ emittieren (zum Beispiel Stahl- und Zementherstellung, Biogasherstellung), das zur kostengünstigen Produktion von PtX-Kraftstoffen genutzt werden kann.

Investitionsrisiko

Unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen gibt es aus kaufmännischer Sicht keinen Grund, in teure PtX-Anlagen zu investieren. Neben den hohen Investitionskosten stellt die aktuelle Gesetzgebung ein Hindernis für die Einführung von PtX-Kraftstoffen dar. Da Fahrzeughersteller stringente TtW-CO₂-Ziele erfüllen müssen, die günstige CO₂-Bilanz von PtX-Kraftstoffen bei der Kraftstoffherstellung aber nicht angerechnet wird, werden nur die Technologien BEV und Brennstoffzelle bevorzugt, PtX-Prozesse nicht. Während FCEV und BEV auf der TtW-Seite kein CO₂ ausstoßen, ist bei den PtX-Kraftstoffen die Gesamtkette WtW-CO₂-neutral.

Um einen Investitionsanreiz für die PtX-Herstellung zu geben, ist es deshalb erforderlich, dass auf europäischer Ebene baldmöglichst politische Rahmenbedingungen definiert werden, die auch die Herstellung von nachhaltigen PtX-Kraftstoffen ausreichend würdigen. Auf Basis von dann technologieneutralen Rahmenbedingungen können Investoren entscheiden, welchen Kraftstoff sie wann und in welchen Größenordnungen produzieren und zur Verfügung stellen wollen. Im Rahmen der politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen muss ein verlässliches Langfristszenario der CO₂- und Umweltziele innerhalb der EU dargestellt sein, das bis 2050 seine Gültigkeit haben sollte.

Auch für die außerhalb der EU, zum Beispiel in MENA, aufzustellenden Anlagen müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen erstellt werden, um in diesen teilweise politisch instabilen Ländern Klarheit und Stabilität für die Investitionen zu gewährleisten. Diese Investitionskosten werden aber nicht in einem Jahr getätigt werden müssen, sondern in Abschnitten nacheinander.

Unter der Voraussetzung, dass bis zum Jahre 2025 die gesetzlichen Rahmenbedingungen definiert sind, bleiben noch 25 Jahre, um den CO₂-Ausstoß entsprechend der Pariser Klimaziele bis zum Jahre 2050 umsetzen zu können. Die teilweise hohen Investitionskosten, die für die verschiedenen Energieträger ermittelt worden sind, verteilen sich damit auf 25 Jahre. Die Umsetzung eines 100%-Szenarios verteilt auf 25 Jahre bedeutet damit einen Zuwachs von 4 % pro Jahr. Diese Investitionskosten entsprächen einer jährlichen CO₂-Einsparung von 4 %, vorausgesetzt, dass es für den jeweiligen Kraftstoff auch genügend Fahrzeuge im Markt gibt.

Um das Investitionsrisiko zu verringern, sind auch Mischszenarien zwischen MENA und Deutschland vorstellbar, wobei zunächst erste Anlagen in Deutschland errichtet werden. Hierbei kann das Potenzial von vorhandenen CO₂-Quellen genutzt werden. In einer späteren Phase werden dann weitere Investitionen in MENA getätigt.

Schlussfolgerungen

Die hier vorausgesetzten „100%-Mobilitäts-Szenarien“ (100 % der Fahrzeugflotte mit der gleichen Antriebsart) sind weder erstrebenswert noch realistisch, eignen sich aber zum einfacheren Vergleich von Kraftstoff- / Antriebsstrangpfaden unter der Prämisse einer massenhaften und großindustriellen Anwendung. In einem zweiten Schritt können realistischere Mischszenarien mit diversen Synergieoptionen (parallele Verwendung unterschiedlicher Energieträger mit variablen Marktanteilen beziehungsweise Mischantriebe mit unterschiedlichen Hybridisierungsgraden oder auch Kraftstoff-Blending) aus den Ergebnissen abgeleitet werden. Dieser zweite Schritt ist allerdings nicht Bestandteil dieser Studie.

Es können voraussichtlich nicht alle Anwendungsfälle ausschließlich durch eine (Batterie)-Elektrifizierung abgedeckt werden. Insbesondere Nutzfahrzeuge, Pkw-Langstreckenfahrzeuge und Plug-in-Hybride bleiben mit hoher Wahrscheinlichkeit auf schnell nachfüllbare Kraftstoffe mit hoher Energiedichte angewiesen.

Synthetische Kraftstoffe (E-Kraftstoffe) und E-Mobilität ergänzen sich gegenseitig. E-Kraftstoffe können als notwendige und sinnvolle Unterstützung einer Elektromobilitätsstrategie dienen.

Produktion, Distribution und Nutzung nachhaltiger, strombasierter Kraftstoffe sind technisch realisierbar; Kosten und Kundenakzeptanz sind für den Erfolg und den ökologischen Hebel aller Energieträger und Antriebsformen entscheidend; wegen der höheren Verfügbarkeit erneuerbarer Energie

(vorwiegend Wind und Sonne) sind die Kosten bei Produktion in MENA beziehungsweise im Mittelmeerraum in der Regel deutlich geringer als in Deutschland.

Randbedingungen

Die erforderliche elektrische Energie für BEV muss jederzeit bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Daher sind eine Betankung dieser Fahrzeuge mit „gepuffertem Strom“ seitens der Energieversorger erforderlich, der durchschnittliche Wirkungsgrad des Strombezugs von E-Fahrzeugen geringer und die Strom-Bezugskosten deutlich höher als bei 100%iger Direktnutzung des produzierten elektrischen Stroms. Bei dem hier unterstellten Szenario mit 100 % erneuerbarem Strom (vorwiegend aus Wind und Sonne) in Deutschland (und auch in der EU) ist eine Pufferung von voraussichtlich circa 20% der erzeugten Energie in Speichern (auch saisonalen Speichern wie PtX) unverzichtbar [ISE 2017].

Die Zwischenspeicherung elektrischer Energie in einem Konstantstromszenario führt zu einem höheren Strompreis. So kostet beispielsweise volatiler Nordsee-Windstrom in 2017 nur 88 € pro MWh, während für Konstantstrom etwa 180 € pro MWh anzusetzen sind. Bei allen zentralen E-Kraftstoff-Szenarien kann auch volatiler Strom aus MENA-Produktion verwendet werden. Dieser ist zukünftig (im Hinblick auf 2030) mit circa 24 € pro MWh voraussichtlich um einen Faktor 3 bis 4 günstiger als der volatile Nordsee-Windstrom 2017. Ein dezentrales Brennstoffzellen-Szenario erfordert voraussichtlich eine bedarfsgerechte Elektrolyse

vor Ort. Die Elektrolyse hängt damit am „Konstantstromnetz“. Eine zentrale Bereitstellung von Wasserstoff – vorzugsweise aus MENA Produktion – stellt hier eine kostengünstigere Alternative dar.

Der elektrische Strom für die beiden oben genannten Szenarien (BEV, H₂-lokal) muss aus Deutschland beziehungsweise aus Europa kommen, da es zurzeit keine Fernleitungen aus MENA gibt und deren Planung und Aufbau komplex erscheint.

Zumindest eine gesamtheitliche Betrachtung der Energiekette (WtW: Well-to-Wheel) ist als Bewertungsgrundlage für unterschiedliche Kraftstoff-/Energiepfade erforderlich. Eine letztendliche Bewertung ist nur mit einem Cradle-to-Grave(CtG)-Ansatz möglich (LCA – Life Cycle Assessment), der auch die Produktion und Wartung von Fahrzeugen, Anlagen und Infrastrukturen einbezieht. Ein solcher CtG-Ansatz wurde bei Erstellung dieser Studie nicht berücksichtigt, hier besteht Forschungsbedarf.

Energiebedarf

Für ein 100%-BEV-Szenario (Pkw: BEV, Lkw: HO-BEV) beträgt der Primärenergiebedarf zwischen 249 und 325 TWh/a, was etwa der Hälfte des heutigen deutschen Gesamtbedarfs an elektrischer Energie entspricht. Hierfür müssten etwa 11.000 bis 15.000 neue Offshore-Windräder (5 MW) errichtet werden. Zum Vergleich: Derzeit werden in Deutschland insgesamt knapp 30.000 Windräder mit deutlich geringerer Leistung betrieben. Durch den Bau von Anlagen von bis zu 10 MW ließe sich die Anzahl halbieren (heute sind Offshore bereits bis zu 8 MW üblich).

Für ein 100%-FCEV-Szenario mit zentral produziertem Wasserstoff, müsste etwa die 1,8- bis 2,0-fache Energie des 100%-BEV-Szenarios bereitgestellt werden. Die Anzahl der 5-MW-Offshore-Windräder in der Nordsee würde sich auf 23.000 bis 26.000 erhöhen.

Bei Nutzung von PtX-Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren ist der Primärenergiebedarf im Bestfall

(Methan) etwa 2,7- bis 3,1-mal so groß wie der Energiebedarf für ein reines BEV-Szenario (entspricht 35.000 bis 40.000 5-MW-Offshore-Windrädern); im schlechtesten Fall (OME) kann er bis zu 4,7-mal größer sein (entspricht bis zu 60.000 5-MW-Offshore-Windrädern).

Die WtW-Wirkungsgrade der Elektromobilität liegen etwa zwischen 58 und 80 % (ohne Berücksichtigung der wirkungsgradreduzierenden Klimatisierung für BEV), die des FCEV im Bereich 25 bis 32 %, die der PtX-betriebenen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren für Pkw im Bereich 10 bis 17 % und für Lkw im Bereich 14 bis 24 %. Hierbei sind weitere Effizienzsteigerungen, zum Beispiel durch Hybridisierung, noch nicht berücksichtigt.

Energie- und Kraftstoffkosten

Die Energiekosten für das BEV-Szenario betragen im günstigen Fall 0,11 € pro kWh (Konstantstromkosten). Diese sind aufgrund der Pufferspeicherkosten und -verluste höher als die reinen Gesteungskosten und beinhalten Übertragungs- und Ladeverluste.

Unter günstigsten Voraussetzungen (Minimalkosten-Szenario, MENA) lässt sich Wasserstoff für 0,08 € pro kWh produzieren, gefolgt von Methan und DME (0,09 € pro kWh), Methanol (0,10 € pro kWh), FT-Kraftstoffen (0,12 € pro kWh) und OME (0,14 € pro kWh). Werden PtX-Kraftstoffe unter ungünstigsten Bedingungen zentral in Deutschland (Maximalkosten-Szenario) produziert, so erscheint die zentrale Produktion von H₂ mit 0,22 € pro kWh als Variante mit den geringsten Kosten pro Energieeinheit, gefolgt von Methan (0,23 € pro kWh), DME (0,26 € pro kWh) und Methanol (0,27 € pro kWh). FT-Kraftstoffe können bis zu 0,32 € pro kWh kosten, OME bis zu 0,37 € pro kWh. Zum Vergleich: In diesem Maximalkosten-Szenario wird der zuverlässig zur Verfügung stehende Strom inklusive Ladeverluste für Schnellladung für das BEV im Durchschnitt 0,25 € pro kWh kosten. Im Gegensatz zum elektrischen Strom für Elektrofahrzeuge lassen sich alle Kraftstoffe anstatt in Deutschland auch in MENA unter deutlich günstigeren Voraussetzungen produzieren.

Bedingt durch den besseren Fahrzeugwirkungsgrad des Elektroantriebs sind die streckenbezogenen Energiekosten für die rein elektrischen Varianten, das heißt Pkw (BEV) beziehungsweise Lkw (HO-BEV), hinsichtlich der streckenbezogenen Betriebskosten die kostengünstigste Lösung.

Die streckenbezogenen Kraftstoffkosten für FCEV liegen bei zentraler H₂-Produktion in MENA (Minimalkosten-Szenario) um 42 % (Lkw) beziehungsweise 32 % (Pkw) über denen des BEV bei zentraler H₂-Produktion in DE (Maximalkosten-Szenario) um 60 % (Lkw) beziehungsweise 48 % (Pkw).

Selbst mit den günstigen PtX-Kraftstoffen für Verbrennungsmotoren sind die streckenbezogenen Kraftstoffkosten höher als mit einem BEV beziehungsweise FCEV. Dabei erscheint Methan als kostengünstigste Variante. Die Kraftstoffkosten liegen bei zentraler Methan-Produktion in MENA (Minimalkosten-Szenario) um 62 % (Lkw HPDI) beziehungsweise 116 % (Pkw) über denen des BEV, bei zentraler Methan-Produktion in DE (Maximalkosten-Szenario) um 85 % (Lkw HPDI) beziehungsweise 146 % (Pkw).

Kraftstoffkosten und Verteil-Infrastrukturumlage

Werden bei Pkw zusätzlich zu den Kraftstoffkosten noch die Verteil-Infrastrukturkosten berücksichtigt, so stellt sich das BEV-Szenario weiterhin als kostengünstigstes Szenario dar: BEV (2,50 € pro 100 km), gefolgt von H₂-zentral (3,01 € pro 100 km), Methan (4,36 € pro 100 km), DME (4,50 € pro 100 km) und Methanol (4,86 € pro 100 km).

Nach Hinzunahme der Infrastrukturkosten zu den Kraftstoffkosten im Lkw-Bereich liegen die Kostenpotenziale der Varianten BEV und H₂-zentral in ähnlichen Bereichen (circa 19 € pro 100 km). Methan (HPDI, circa 21 € pro 100 km) und DME (circa 22 € pro 100 km) sind etwas teurer.

Mobilitätskosten Pkw

Insbesondere beim Pkw dominieren die Fahrzeugkosten die Mobilitätskosten (Fahrzeug-Wertverlust + Umlage Infrastruktur + unverteilter Kraftstoff). Beim C-Segment-Pkw (Ford Focus, VW Golf, Opel Astra etc. für circa 20.000 €) sind die Anschaffungskosten inklusive Wertverlust um ein Vielfaches höher als die Kosten für den Energieträger (steuerfrei) und die Infrastrukturumlage zusammen.

Da die zukünftigen Fahrzeugmehrpreise, insbesondere von BEV und FCEV, gegenüber Diesel- und Benzinvarianten, sehr schwer vorauszusagen sind, ergibt sich eine signifikante Unschärfe bei der Bewertung der zukünftigen Mobilitätskosten.

Bei angenommener Kostengleichheit von BEV, FCEV und dieselmotorischen Fahrzeugen (Minimalkosten-Szenario) erreichen alle Szenarien ähnliche Mobilitätskosten (Pkw 28–33 €, Lkw 73–95 €). Den unteren Wert bestimmt dabei beim Pkw Methan, beim Lkw DME.

Die Verwendung der PtX-Kraftstoffe Methanol und Methan im optimierten Verbrennungsmotor ist die günstigste Variante (etwa 38 € pro 100 km). Dies zeigt die Betrachtung der maximalen Pkw-Mobilitätskosten (Maximalkosten-Szenario: Produktion in DE, min. EL-Wirkungsgrad, Maximalabschätzung Fahrzeugmehrkosten; hohe Abschätzung der Infrastrukturkosten für den elektrischen Netzausbau). Auch FT-Kraftstoffe liegen, mit 40 bis 42 € pro 100 km, noch unterhalb des BEV-Kostenrisikos (circa 45 € pro 100 km). Mobilität mit zentral in Deutschland produziertem Wasserstoff kann noch etwas teurer werden (circa 47 € pro 100 km). Lokal erzeugter Wasserstoff, genutzt im FCEV, ist im Maximalkosten-Szenario mit Abstand die teuerste Lösung (circa 53 € pro 100 km).

Erreichbarkeit TtW-CO₂-Emissionen

Auch wenn in einem geschlossenen CO₂-Kreislauf die Fahrzeug-CO₂-Emissionen irrelevant erscheinen, ist bei derzeitiger europäischer Gesetzeslage (TtW-Ziel) eine TtW-Betrachtung relevant.

„Low-Carbon Fuels“ (Kraftstoffe mit günstigem C/H-Verhältnis zur Minderung der CO₂-Emissionen) können zur Reduzierung der TtW-CO₂-Emissionen beitragen. Mit Methan lassen sich beispielsweise allein aufgrund des C/H-Verhältnisses die CO₂-Emissionen gegenüber Benzinbetrieb um etwa 25% verbessern. Durch zusätzliche Motoroptimierung ist eine Absenkung von 29% möglich. Die Verwendung von OME-Kraftstoffen (ab C2) im selbstzündenden Motor führt hingegen zu einer Verschlechterung der TtW-CO₂-Emissionen, zum Beispiel für OME 3-4 um 13 bis 15% verglichen mit Diesel beziehungsweise um 2 bis 4% mit Benzin im Ottomotor.

Erreichbarkeit Zero-Impact-Emissions

Mit allen betrachteten verbrennungsmotorischen Konzepten ist eine Zero-Impact-Emission-Mobilität erreichbar (Konzentration der Emissionen unterhalb der zulässigen Immissionsgrenzwerte).

Handling Sicherheit Kraftstoffe

Grundsätzlich werden Nutzung, Lagerung, Transport und Verteilung aller Energieträger technisch vollständig beherrscht, wenn auch mit unterschiedlich gelagerten Gefahrenpotenzialen.

Betankungszeit/Ladezeit

Der Endverbraucher ist beim Pkw und Lkw Betankungszeiten von wenigen Minuten gewöhnt. Diese lassen sich auch bei FCEVs erreichen. Die Ladezeiten von BEV erfordern ein geändertes Kundenverhalten (Ladezeit Golf-Klasse 40 bis 45 min für 500 km an Schnellladesäule 150 kW; selbst mit derzeit geplanten Hochleistungskonzepten mit bis zu 350 kW circa 15 bis 20 min für 500 km). Die Voraussetzungen für die Heimladung sind derzeit nicht überall gegeben. Die Anzahl der erforderlichen Ladepunkte ist signifikant höher als bei den anderen Konzepten.

Bestandskompatibilität

Sechs der betrachteten PtX-Kraftstoffe sind als Blendkomponenten in der bestehenden Infrastruktur und im Fahrzeugbestand heute schon nutzbar. FT-Benzin kann unter Einhaltung der EN 228 in hohen Anteilen dem Ottokraftstoff zugegeben werden. Die EN 228 erlaubt auch die Beimengung von bis zu 3% Methanol. FT-Diesel kann etwa 30–35% in Dieselmotor eingemengt werden, solange die EN 590 erfüllt wird (14.000 Tankstellen für Benzin und Diesel). Reiner FT-Diesel, der den Anforderungen der EN 15940 entspricht, kann in Fahrzeugen, die dafür freigegeben sind, verwendet werden. FT-Propan/Butan kann als Autogas eingesetzt werden, wenn die Anforderungen der EN 589 eingehalten werden (6.800 Tankstellen). PtG-Methan kann zu 100% und H₂ bis zu 2% dem Erdgas (DIN 51624 beziehungsweise EN 16723-2) zugegeben werden (900 Tankstellen).

Eine „Bi-Fuel-Fähigkeit“ eines Konzepts mit Benzin-/Dieselantrieben kann die Markteinführung einer Technologie sehr unterstützen, zumindest beim Pkw. Bi-Fuel-fähig sind heutzutage bereits folgende Konzepte: Plug-in-Hybrid mit Verbrennungsmotor, Methan und Benzin in Erdgas-Fahrzeugen, Propan/Butan- und Benzin in Autogas-Fahrzeugen, Methanol beziehungsweise Ethanol und Benzin in Flexfuel-Fahrzeugen.

Bisher noch nicht genormte Kraftstoffe und Kraftstoffblends erfordern eine eigene Norm, sofern sie nicht in bestehende Normen fallen. Ob und in welchem Umfang OME in Dieselmotor eingemengt werden kann, ist derzeit Stand der Untersuchungen. Zu berücksichtigen ist insbesondere die Kompatibilität von Elastomeren im Feldbestand.

Investitionskosten

Die vollständige Dekarbonisierung des Transportsektors in Deutschland erfordert enorme finanzielle Anstrengungen. Die Gesamt-Investitionskosten liegen je nach Pfad in der Größenordnung von knapp 270 Mrd. € bis 1.740 Mrd. €. Die große Spannweite ergibt sich dabei durch die zusätzlichen

Fahrzeugkosten, die bei batterieelektrischen Fahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen anfallen können und auch aus der Spannbreite der Investitionskosten für Kraftwerke. Die Fahrzeugkosten dominieren die Mobilitätskosten.

Die maximal möglichen, erforderlichen Investitionskosten aller PtX-Pfade bewegen sich zwischen 800 und 1.190 Mrd. €. Dabei stellt sich Methan mit circa 800 Mrd. € (in Deutschland) am günstigsten dar; PT-OME erfordert mit knapp 1.190 Mrd. € die höchsten Investitionen. Für ein Wasserstoff-szenario können hingegen bis zu 1.740 Mrd. € erforderlich werden. Das Investitionsrisiko bei einem rein elektrischen Szenario beträgt bis zu 1.320 Mrd. €.

Die mindestens erforderlichen Investitionskosten für die drei wesentlichen Pfade PtX, H₂ und BEV liegen zwischen 270 und 550 Mrd. €.

Neben den Unsicherheiten bei der Voraussage zukünftiger Fahrzeugkosten gibt es auch ernstzunehmende Unsicherheiten bei der Voraussage des erforderlichen Stromnetzausbaus für den flächendeckenden Einsatz von BEV. Diese Kosten sind sehr vom Nutzungsverhalten der Kunden (Ladeverhalten) abhängig.

Der entscheidende Unterschied zwischen den drei wesentlichen Pfaden PtX, H₂ und BEV besteht darin, in welchem Sektor Investitionen getätigt werden

müssen. Während bei der Dekarbonisierung mittels Wasserstoff alle involvierten Partner (Energieversorger, Kraftstoffindustrie, Infrastrukturbetreiber und Fahrzeugindustrie beziehungsweise Fahrzeugkäufer) signifikante zusätzliche Investitionen tätigen müssen, entstehen bei sämtlichen PtX-Pfaden zusätzliche Kosten fast ausschließlich bei der Stromgewinnung und der Kraftstoffherstellung an. Beim BEV-Szenario fallen Investitionskosten nur bei der Infrastruktur und möglicherweise bei den Fahrzeugen an.

Für die kohlenstoffgebundenen Kraftstoffe ist die CO₂-Abscheidung aus Luft ein finanziell aufwendiger Anlagenteil. Bei einfachen Syntheseprozessen wie beispielsweise von CH₄ beträgt der Anteil der CO₂-Abscheidung aus Umgebungsluft 40% der gesamten Investitionskosten der Kraftstoffsyntheseanlage. Hier besteht signifikanter Forschungsbedarf zur Reduzierung der Anlagenkosten. Zudem können, insbesondere in der Übergangszeit von einer fossilen zu einer völlig nachhaltigen Energiewirtschaft, CO₂-Emittenten als CO₂-Quellen genutzt werden. CO₂ fällt dann ohne nennenswerten Energieaufwand und praktisch umsonst an. Selbst in einer Welt ohne Energiegewinnung aus fossilen Quellen wird es voraussichtlich immer noch Industriezweige geben, die prozessbedingt große Mengen CO₂ emittieren (zum Beispiel Stahl- und Zementherstellung, Biogasherstellung), das zur kostengünstigen Produktion von PtX-Kraftstoffen genutzt werden kann.

Identifizierter Forschungsbedarf

Forschungsbedarf allgemein

Die zukünftige Struktur der Mobilität wird, und dies ist nicht nur das Ergebnis dieser Studie, komplexer und vielfältiger, als sie es heute bereits ist. Neue Kraftstoffe tauchen am Horizont auf oder sind bereits in der Erprobung. Batterieelektrische sowie Brennstoffzellen-Fahrzeuge demonstrieren bereits ihre Marktreife, werfen aber für die Eignung im Massenmarkt weitere Fragestellungen auf, die über das rein Technische hinausgehen.

Eine weitgehende CO₂-neutrale Mobilität setzt eine ebensolche Energiegewinnung voraus, die heute bei weitem noch nicht in dem Maße vorhanden ist, wie sie benötigt wird. Hinzu kommt eine Konkurrenzsituation bei regenerativer Energie zwischen den einzelnen Sektoren, die jedoch nicht Umfang dieser Studie sind – die Fragestellungen dazu müssen jedoch gesellschaftlich geklärt werden. Auch die Akzeptanz in der Bevölkerung, weitere Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung zu installieren, muss vorhanden sein. Aktuell regt sich an vielen Stellen Protest und Widerstand gegen weitere Windräder in der Landschaft. Sollte die Kraftstoffversorgung autark aus Deutschland erfolgen, sieht die vorliegende Studie je nach Antriebsstrang / Kraftstoff einen zusätzlichen Bedarf von 11.000 bis 60.000 Offshore-Windrädern in der Nordsee der 5-MW-Klasse alleine für den Betrieb der deutschen Pkw- und Lkw-Flotte (Basis Verbrauch 2015). Ob die benötigte Energie für die Mobilität sinnvoller in Deutschland produziert oder zum Beispiel in Form von Kraftstoffen aus anderen Ländern importiert wird, kann diese Studie nicht beantworten. Dies sind politisch weitreichende Fragen.

Diese Studie konzentriert sich auf den Vergleich von 100-%-Szenarien (100 % CO₂-freie Mobilität mit Zero-Impact-Emissions und mit jeweils einer Antriebsart), insbesondere hinsichtlich Energiebedarf und Mobilitätskosten. Aus dieser Betrachtung ergibt sich technischer Forschungsbedarf.

Den Technologiekosten kommt dabei eine signifikante Bedeutung zu. Sie sind unter anderem ein Schwerpunkt des Forschungsbedarfs. Zum einen, um allgemeine Technologiekosten zu reduzieren, zum anderen um Kosten zunächst quantifizieren und so mit anderen Pfaden vergleichen zu können. Denn am Ende werden sich nur Mobilitätspfade dauerhaft durchsetzen können, die bezahlbar sind.

In gleicher Weise wie die Gesamtemissionen (Well-to-Wheel) in Well-to-Tank und Tank-to-Wheel betrachtet und beurteilt werden, kann der entsprechende Forschungsbedarf in diese Kategorien unterteilt werden.

Herstellungsseitiger Forschungsbedarf

Dass regenerative Energie in Deutschland in Zukunft voraussichtlich ein knappes und somit teures Gut sein wird, wurde bereits angesprochen. Deswegen ist es wichtig, neben dem Ausbau der Energieerzeugung, auch den Energieverbrauch zu senken. Dazu müssen die Wirkungsgrade der Kraftstoffherstellung erhöht werden, zum Beispiel durch die bessere Integration von Prozess-Abwärmern oder Kopplung der Synthesen mit Biomassennutzung. Aber auch die Prozesse der Elektrolyse müssen hochdynamisch ablaufen, um auf die Volatilität der regenerativen Energieerzeugung und ihrer typischen Lastwechsel schnell reagieren zu können. So können Erzeugungsspitzen mit „überschüssigem“ Strom sinnvoll in Kraftstoffe umgewandelt werden, die Volllaststunden entsprechender Anlagen erhöht und die Kapazität an H₂-Druckspeichern reduziert werden. In diesen Punkten besteht noch großer Forschungsbedarf.

Ebenso muss die Verflüssigung von Wasserstoff aus genanntem Grund hochdynamisch erfolgen sowie der Stromeinsatz für diesen Prozess reduziert werden. Mit der Reduzierung des Stromeinsatzes verringern sich die Kosten bei steigendem Wirkungsgrad. Bei der Wasserstoffspeicherung müssen Alternativen oder Ergänzungen zu den sehr teuren H₂-Druckspeichern gefunden werden, um

den Gesamtprozess im finanziell vernünftigen Rahmen zu halten. Mit dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wird sich vermehrt die Frage stellen, wie Produktionsspitzen sinnvoll genutzt werden können. Neben der bereits angesprochenen hochdynamischen Elektrolyse und Wasserstoffverflüssigung müssen weitere Speichertechnologien erforscht und erprobt werden. Hier sind effiziente und kostengünstige Speicherung (Kavernen, Produktrückverstromung etc.) von Bedeutung, ebenso die Rückgewinnung dieser Energie.

Der Herstellungsprozess ist der eine Aspekt in der Bereitstellung von Energie für die Mobilität, die beiden anderen sind die Verteilung und die Versorgung mit Rohstoffen.

Besonders bei den Zahlen zu den Kosten des Netzausbaus zur bedarfsgerechten Verteilung des Stroms gehen die verfügbaren Kostenschätzungen weit auseinander. Neben einer Ladeinfrastruktur für BEV spielen Oberleitungen für Lkw in den Überlegungen dieser Studie eine Rolle. Genauere Zahlen führen zu einer genaueren Abschätzung der Kosten einer darauf basierenden Mobilität. Wichtige Faktoren sind unter anderem das Nutzerverhalten bei der Ladung von Elektrofahrzeugen (zeitliche Verteilung, ggf. über unterschiedliche Tarife zu regeln) aber auch die rechtlichen Rahmenbedingungen des Netzausbaus. Je nach Trassenverlauf (Oberleitung, Erdkabel) ergeben sich unterschiedliche Kosten und somit unterschiedliche Strompreise.

Für flüssige und gasförmige Kraftstoffe ist eine ausgebaute Infrastruktur in Deutschland aktuell nur für Benzin, Diesel, teilweise für Propan/Butan (LPG) und rudimentär für Methan (CNG) vorhanden, für andere müsste ggf. ein Infrastrukturaufbau erfolgen. Normen, Kosten, rechtliche Rahmenbedingungen müssten hierfür geklärt und definiert werden.

Bei den Inputgrößen der E-Kraftstoffe kommt neben den Kosten und der Verfügbarkeit regenerativer Energie vor allem dem Rohstoff CO₂ eine entscheidende Rolle zu. Die ökonomischen Quellen

der CO₂-Gewinnung, wie Abgase der Zement- oder Stahlindustrie, scheinen in einem 100%-Szenario nicht ausreichend für eine umfängliche Versorgung. Eine weitere Quelle ist die Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft. Hier besteht Forschungsbedarf, um die Effizienz zu erhöhen und so die Kosten erheblich absenken und realistisch einschätzen zu können.

Bei BEV spielen die Materialien für die Batterie eine fundamentale Rolle. Hier stellen sich die Fragen, welche Mengen beispielsweise an Lithium oder Kobalt wirtschaftlich abbaubar sind und wie die globale Verteilung und somit die Zugriffsrechte (für die deutschen Unternehmen) aussehen. Das gilt ebenso für die Versorgung mit Platin für die Brennstoffzelle. Neben den technischen Fragen müssen somit ebenso geopolitische Fragen geklärt werden: Von welchen Ländern begibt man sich in Abhängigkeit? Auch muss das Recycling von Batterien im großen Maßstab geregelt werden (Life Cycle Assessment).

Wurden die Fragen der Herstellung hinreichend genau beantwortet, gilt es entsprechende Einführungsszenarien zu entwickeln und diese wissenschaftlich zu begleiten.

Fahrzeugseitiger Forschungsbedarf

Der Forschungsbedarf auf Seiten der Fahrzeughersteller und deren Zulieferer beläuft sich primär auf eine effiziente Energieumsetzung durch das Fahrzeug sowie Haltbarkeit und sparsamen Einsatz der zum Teil neuen Materialien und -paarungen.

Dichtungen und alle kraftstoffführenden Teile im Fahrzeug müssen ggf. angepasst und ausgetauscht werden. Bei (E-)Methanfahrzeugen stellt sich die Frage nach der Langzeitstabilität des Magerkatalysators und dem damit einhergehenden Methanschlupf (vgl. FVV-Projekte „Methan katalytisch I“ (Nr. 1134) und „II“ (Nr. 1177)). Im Lkw-Bereich muss die Haltbarkeit und Funktion der kryogenen Hochdruckpumpe im LNG-Dauerbetrieb gewährleistet werden.

Eine erfolgreiche Markteinführung von Pkw-Kraftstoffkonzepten wird durch eine Bi-/Flexfuel-Fähigkeit mit Benzin- und Dieselmotoren ebenso unterstützt wie durch die Drop-in-Fähigkeit von neuen Kraftstoffen. Hier müssen Konzepte entwickelt werden und die Grenzen der Drop-in-Fähigkeit in vorhandene fossile Kraftstoffe untersucht werden. Besonderer Forschungsbedarf der Bi-/Flexfuel-Fähigkeit wird bei den Kraftstoffen DME und OME gesehen. Aktuell läuft hierzu ein FVV-Forschungsprojekt (XME Diesel, Nr. 1005). Auch die Nachrüstbarkeit des bestehenden Fahrzeugbestands sollte untersucht werden, da dies ebenfalls einen positiven Effekt auf die Einführung neuer Kraftstoffe haben könnte, besonders im Hinblick auf mögliche Fahrverbote.

Forschungen im Bereich des Kaltstarts bei Tieftemperaturen sind sowohl bei Kraftstoffsystemen mit besonderem Blick auf die Emissionen (FVV-Projekt „Abgaszusammensetzung bei niedrigen Temperaturen“ (Nr. 1316)) als auch bei BEV bezüglich eines realistischen Verbrauchs und somit der Reichweite notwendig.

Eine wichtige Frage für den Kunden – aber auch für einen besseren Vergleich – sind die zu erwartenden Kosten für zukünftige Fahrzeuge. Die entsprechenden Annahmen in dieser Studie werden weiter oben erläutert. Eine weitergehende Diskussion hierzu konnte aus kartellrechtlichen Gründen nicht geführt werden. Die Compliance-Regelungen der FVV wurden in allen Gesprächen beachtet.

Bei BEV sind gegenläufige Effekte zu erwarten. Zum einen werden positive Skaleneffekte bei steigenden Produktionszahlen zu sinkenden Grenzkosten (und somit sinkenden Stückkosten) führen, gegenläufig dazu werden steigende Produktionszahlen zu steigender Nachfrage entsprechender (knapper) Rohstoffe führen (siehe oben) und somit zu steigenden Batterie- und am Ende steigenden Fahrzeugkosten. Mit zunehmenden Produktionszahlen ist nicht alleine mit einem nachfragebedingten Preisanstieg zu rechnen, sondern auch mit einem technisch bedingten Preisanstieg, weil Rohstoffe aus immer unwirtschaftlicheren Quellen gewonnen werden müssen.

Offene Fragen bestehen auch bezüglich gasförmiger Kraftstoffe im Betrieb. Ob Tunnel, Fähren, Parkhäuser trotz möglicher Abblasung (LNG/L-H₂ Vent-off) ohne weiteres benutzt werden können, ist ungeklärt. Ob diese Örtlichkeiten durch besondere (Umbau-)Maßnahmen zunächst ertüchtigt und freigegeben werden müssen, gilt es zu klären.

Am Ende der persönlichen Nutzungsdauer wird sich für den Kunden die Frage nach dem Verkauf, auch außerhalb Europas, stellen. Zudem gilt es folgende Fragen zu beantworten: Was kann über die Haltbarkeit und somit Werthaltigkeit der Batterie vorausgesagt werden? Welche Märkte bleiben verschlossen, weil dort die entsprechende (Energie-)Infrastruktur nicht vorhanden ist? Auch hier ist mit dem aktuellen Kenntnisstand eine genaue Abschätzung nicht möglich und sollte erforscht werden.

Zusammenfassend wird der ausgemachte Forschungsbedarf anhand folgender Schlagworte dargestellt:

- Hochdynamische Elektrolyse
- Verbesserung der Elektrolyse: optimierte Integration von Prozess-Abwärmern, Erhöhung Elektrolyse-Wirkungsgrade durch den Einsatz von Hochtemperatur-Elektrolysen
- Hochdynamische Wasserstoffverflüssigung
- Kosten H₂-Druckspeicher
- Speicherbedarf für erneuerbaren Strom vs. intermittierend laufende Chemiekomplexe
- Speichertechnologien allgemein (Kavernen, Kraftwerke etc.)
- Kosten und Energiebedarf CO₂-Abscheidung aus der Luft
- Kopplung der Synthesen mit Biomassenutzung: Durch die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen als Input für die Synthesen von E-Kraftstoffen kann der Bedarf an CO₂ beziehungsweise an CO₂-Abscheidung aus der Luft signifikant reduziert werden. Durch die Kopplung können des Weiteren Synergien innerhalb der Produktionsprozessketten genutzt werden und der energetische Wirkungsgrad der Kraftstoffproduktion erheblich gesteigert werden

- Erschließung anderer CO₂-Quellen
- Infrastrukturbedarf und Kosten des Netzausbaus für Elektrofahrzeuge
- Realistische Verbräuche (auch bei tiefen Temperaturen) und Kosten von BEV
- Kundenakzeptanz für vergleichsweise lange Ladezeiten
- Benötigte Rohstoffe, technische Verfügbarkeit und geopolitische Abhängigkeiten (Life Cycle Assessment)
- Sub-Zero-Emission-Potenzial
- Langzeitstabiler CH₄-Magerkatalysator
- Haltbarkeit und Funktion kryogene Hochdruckpumpe (bei Lkw LNG)
- Motoranpassungen
- Bi-/Flexfuel- und Drop-in Fähigkeit (Kompatibilität mit fossilen und Bio-Kraftstoffen)
- Nachrüstbarkeit
- Tieftemperaturverhalten (Kraftstoffe, Batterie)
- Betrieb von gasbetriebenen (L-H₂, L-CH₄) Fahrzeugen in geschlossenen Gebäuden
- Eignung und Kosten weiterer PtX-Kraftstoffe, wie zum Beispiel DMC+ (DMC+ Mefo), MtG (Methanol-to-Gasoline)

Politische Handlungsempfehlungen aus diversen Studien

Die Ergebnisse der hier vorliegenden Studie lassen den Schluss zu, dass aus ökonomischer Sicht und unter Voraussetzung hoher Marktdurchdringungsrate der einzelnen „erneuerbaren“ Energiepfade viele Optionen in Frage kommen. In einem technologie-neutralen, allein an den Klimazielen orientierten politischen Rahmen könnten sich je nach Einsatzzweck und Kundenpräferenz rein batterieelektrische Fahrzeuge genauso durchsetzen wie solche, die mit strombasierten gasförmigen oder flüssigen Kraftstoffen betankt werden. In der Praxis würden sich in diesem Fall „Mischszenarien“ in Bezug auf die Marktdurchdringung ergeben (Beispiel Nutzfahrzeuge: Flotten, die sich aus Oberleitungs-, FCEV- und FT-Diesel-Fahrzeugen zusammensetzen), aber auch technische „Mischkonzepte“ (Beispiel Pkw: Plug-in-Hybride mit Grünstrom und erneuerbarem Methan als Energieträger oder auch mit Blends aus fossilen und erneuerbaren Kraftstoffen während der Übergangsphase). Die systemischen Synergien, die sich aus solchen Mischszenarien und Hybridkonzepten ergeben würden, sind in dieser Studie durch den Kunstgriff der jeweiligen 100%-Durchdringung bewusst ausgeblendet worden, wären aber ohne Zweifel vorhanden. Vor allem aber sind solche Mischszenarien widerstandsfähiger gegen äußere

Einflüsse (zum Beispiel Stromausfälle oder Lieferengpässe bei bestimmten Kraftstoffen oder Rohstoffen). Die Entwicklung synthetischer Kohlenwasserstoffe und ihre großtechnische Herstellung sind aber völlig unabhängig von einer Nutzung im hier betrachteten Straßenverkehr unabdingbar, wenn die Klimaziele erreicht werden sollen. Zu diesem Ergebnis kommen unabhängig voneinander ganz unterschiedliche Untersuchungen wie zum Beispiel die Energie-Studien der dena [DENA 2010] [DENA 2018] oder des BDI [BDI 2018]. Denn sie sind für die Defossilisierung von Sektoren wie Luft- und Seeverkehr oder der chemischen Industrie notwendig. Zudem werden bei einem sehr hohen EE-Anteil an der Stromversorgung synthetisches Methan und Wasserstoff aus PtG-Anlagen auch für die Rückverstromung zur Überwindung von Stromengpässen gebraucht.

Auch mahnen die Autoren dieser Studien einen sofortigen Markthochlauf auf Basis einer entsprechenden politischen Rahmensetzung an, damit die zugehörigen Technologien mit hoher technischer Reife und hoher Effizienz zur Verfügung stehen, wenn sie im Rahmen einer integrierten Energie- und Verkehrswende zwingend notwendig werden.

Wie ein solcher Markthochlauf initiiert werden kann, ist allerdings noch umstritten. Institutionen wie zum Beispiel der BDI, DWV, Agora und die DENA nennen ansteigende Quoten (via RED = Renewable Energies Directive) für nachhaltige synthetische Kraftstoffe als ein geeignetes Mittel, um fossile Kraftstoffe gezielt aus dem Markt zu drängen und Investitionssicherheit für mögliche Produzenten zu erhalten (Upstream-Ansatz).

Der VDA und die NGVA halten angesichts der ihrer Ansicht nach geringen tatsächlichen Fortschritte bei der RED zusätzlich eine freiwillige Anrechenbarkeit der mit E-Kraftstoffen erzielten CO₂-Reduktionen auf die Pkw-Flottenemissionen für notwendig (Downstream-Ansatz). Da Doppelvermarktungen ausgeschlossen werden müssen, würde sich hier für die Produzenten von E-Kraftstoffen die Wahlmöglichkeit ergeben, Erlöse für die erzielte CO₂-Reduktion entweder im Upstream-Bereich (Quote) oder auf der Downstream-Seite (Anrechenbarkeit Flottenemissionen) zu erzielen.

Für die Marktteilnehmer ergäbe sich laut Argumentation dieser Stakeholder eine zusätzliche Flexibilität: Sie könnten bei identischer CO₂-Minderungsfähigkeit zwischen Portfolio-Anpassungen (andere Fahrzeuge), technischen Maßnahmen und dem Einsatz unterschiedlicher Energieträger die für sie zum jeweiligen Zeitpunkt sinnvollste Option wählen, was zu volkswirtschaftlich niedrigeren Kosten führen könnte. Auf Basis dieser Wahlmöglichkeiten wären die Produzenten strombasierter Kraftstoffe motiviert, weitere und günstigere erneuerbare Energieträger zu entwickeln und größere Mengen bereitzustellen, um den erweiterten Markt zu bedienen.

Angesichts der hohen Opportunitätskosten im mit Strafzahlungen reglementierten Pkw-Markt in der Größenordnung von rund 500 € pro t CO₂ könnte sich die Herstellung von E-Kraftstoffen, so der Gedanke von VDA und NGVA, in vielen Fällen ohne jegliche Subventionierung rechnen. In der Schweiz ist ein entsprechendes Gesetzesvorhaben bereits auf dem Weg [BUNDESVERSAMMLUNG 2016]. Unabhängig von diesen Vorschlägen, die auf den möglichen Erlös für diese Kraftstoffe abzielen, weisen Institutionen wie die DENA, DVGW, DWV, BDEW und viele andere auf ihrer Ansicht nach notwendige regulatorische Maßnahmen in Deutschland hin, die die Kostenseite bei der Produktion von E-Kraftstoffen betreffen: So sei in Bezug auf E-Kraftstoffen, die in Deutschland hergestellt werden, eine weitere Maßnahme umzusetzen, ohne die eine Wirtschaftlichkeit auch bei guten Chancen auf der Erlösseite nicht erreicht werden könne. Denn derzeit werde wegen des geltenden Letztverbraucherstatus von PtX-Anlagen der Strom, der zu Überschusszeiten zu sehr günstigen Preisen bezogen werden könnte, wegen der Belastung durch die EEG-Umlage um ein Vielfaches teurer.

Daher wird von den genannten Stakeholdern vorgeschlagen, diesen aus ihrer Sicht systemisch fragwürdigen Letztverbraucherstatus aufzuheben. Denn der Letztverbraucher ist erst der Kunde an der Tankstelle. Falls das aus formalen oder politischen Gründen nicht sofort möglich sein sollte – so argumentiert eine seit 2017 bestehende PtX-Allianz [DVGW 2018] – biete es sich an, diesen künstlich geschaffenen Nachteil gegenüber konventionellen Biokraftstoffen im Rahmen eines „Markteinführungsprogramms“ durch einen adäquaten CO₂-basierten „Innovationsbonus“ auszugleichen.

Detaillierte Betrachtung der Sicherheit einzelner Kraftstoffe

Wasserstoff

Wasserstoff ist hochentzündlich (F+, R12), aber nicht toxisch oder in anderer Weise gesundheitsgefährdend.

Wasserstoff ist sehr viel leichter als Luft und verflüchtigt sich daher sehr schnell in der Atmosphäre. Von diffusen Leckagen im Freien geht daher ein vergleichsweise geringes Sicherheitsrisiko aus. Beim Ausströmen in die freie Umgebung, zum Beispiel aus einer undichten Leitung, besteht die Gefahr der Entzündung. Diese erfolgt bei Austritt aus einem Hochdruckbehälter oder -leitung aufgrund der sehr geringen Zündenergie mit hoher Wahrscheinlichkeit. Der Zündbereich ist mit einer Spanne von circa 4 bis 78 vol. % sehr groß. Bei der Entzündung ist zu beachten, dass Wasserstoffflammen insbesondere bei Tageslicht kaum sichtbar sind und je nach Druck an der Austrittsstelle bis zu 30 m lang sein können (Jet Fire). Diese Art von Feuer kann brennerartig auf benachbarte Gegenstände einwirken und deren Zerstörung bewirken. Bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehen keine gesundheitsschädigenden Produkte.

Bei der Freisetzung von Wasserstoff in einem umschlossenen Raum (z. B. Garage) herrscht akute Explosionsgefahr. Geschlossene Räume / Bereiche sind daher für die Handhabung von Wasserstoff nicht geeignet, es sei denn, die Räume / Bereiche wurden sicherheitstechnisch für diesen Zweck ausgerüstet (gute Durchlüftung) und ggf. genehmigt. Bei hoher Konzentration in geschlossenen Räumen wirkt Wasserstoff erstickend.

Wird Wasserstoff bei tiefer Temperatur gelagert, kann der direkte Kontakt mit flüssigem Wasserstoff zu schweren Erfrierungen führen. Diese Gefahr besteht sowohl bei Austritt von flüssigem Wasserstoff als auch bei Berühren von nicht isolierten Bauteilen.

Die sichere Lagerung und Handhabung von Wasserstoff ist aus der Prozessindustrie seit langer Zeit bekannt und umfassend in Regelwerken abgebildet. Wasserstoff werden in der Regel keine Duftstoffe zugesetzt, weshalb dessen Entweichen durch eine Leckage nicht unmittelbar erkannt werden kann. Aus diesem Grunde sind in Lagerbereichen, im Fahrzeug sowie in Garagen entsprechende Wasserstoff-Sensoren vorgeschrieben.

Wasserstoff wird kalt (typisch bei circa -253°C und 16,5 bar) als Flüssigkeit oder unter hohem Druck (typisch sind 200, 350 oder 700 bar bei 20 °C) gelagert.

Wird Wasserstoff als Gas unter hohem Druck gelagert, erfolgt dies in Bündeln von Hochdruck-Behältern (Hochdruck-Gasflaschen) von äußerster Robustheit. Dadurch ist sichergestellt, dass weder der innere Überdruck noch äußere Einwirkung die sichere Umschließung gefährden. Insofern können Transport und Lagerung als sehr sicher gelten. Selbst bei einem Verkehrsunfall ist eine Zerstörung dieser Hochdruckflaschen wenig wahrscheinlich. Eine Freisetzung des Gesamtvolumens ist nahezu auszuschließen, da sich in jeder Flasche nur ein Teilvolumen der Gesamttransportmenge befindet.

Bei Transport und Lagerung in verflüssigter Form kann es bei Ausfall der Kühleinrichtungen zu einem unzulässigen Druckanstieg kommen. Dieser ist über Sicherheitseinrichtungen abzubauen, indem Wasserstoff an sicherer Stelle in die Umgebung abgegeben wird. Die Behälterwandungen zur Flüssiglagerung sind auf deutlich geringere Drücke ausgelegt als die der Hochdruck-Gaslagerung. Im Gegensatz zu den Hochdruckgasflaschen können die Behälter zur Flüssiglagerung vergleichsweise leicht durch äußere Einwirkungen geschädigt werden. Wird berücksichtigt, dass die umschlossene Menge in so einem Behälter deutlich größer ist als in einer einzelnen Hochdruckgasflasche, ist die von diesen Flüssiglagerungs- und -transportbehältern ausgehende Gefahr deutlich höher einzustufen als jene, die von Hochdruckgasflaschen ausgeht.

Wasserstofflager und Tankstellen sind im Sinne der Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (Betriebssicherheitsverordnung - BetrSichV) besonders überwachungsbedürftige Anlagen. Je nach gelagerter Menge unterliegen sie ggf. den Anforderungen der Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung – Störfall-VO) (ab 5t). Für den Straßen- und Schienentransport von Wasserstoff bestehen einschlägige Regelungen (vgl. ADR/RID – Gefahrgutvorschriften für alle Verkehrsträger inkl. Transport gefährlicher Güter auf Straße (ADR) und Schiene (RID)). Es ist darauf hinzuweisen, dass nicht alle Tunnel für den Transport von Wasserstoff genutzt werden können (vergleiche Kategorien B bis E des Tunnelbeschränkungscode (TBC)).

Für den sicheren Umgang mit Wasserstoff ist zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten, dass die vollständige Dichtheit der technischen Einrichtungen gegeben ist. Dies stellt insbesondere hohe Anforderungen an den Betankungsvorgang, der mit hierfür speziell entwickelten und zugelassenen Ventilen erfolgen muss. Die Betankungstechnik erfordert deshalb ein hohes Maß an Standardisierung. Dies wird durch speziell entwickelte und zugelassene Tankkupplungen und fahrzeugseitig hierauf abgestimmte Tankstutzen sichergestellt.

E-CNG

E-CNG ist wie fossiles Erdgas hochentzündlich (F+, R12). E-CNG ist als nicht toxisch eingestuft, kann aber bei Exposition Schläfrigkeit und Benommenheit auslösen. Bei Brand oder Explosion können jedoch durch unvollständige Verbrennung toxische Produkte entstehen, wie z. B. Kohlenmonoxid. Bei hoher Konzentration in geschlossenen Räumen kann E-CNG erstickend wirken.

E-CNG ist leichter als Luft und verflüchtigt sich daher sehr schnell in der Atmosphäre. Diffuse Leckagen im Freien stellen daher in der Regel kein großes Risiko dar.

E-CNG entzündet sich bei Freisetzung nur, wenn eine Zündquelle vorhanden ist und es sich in zündfähiger Konzentration (4 – 17 vol. %) angesammelt hat. Bei Entzündung kann es dann zur explosionsartigen Verbrennung kommen. In geschlossenen Räumen kommt es dabei zu einer hohen Druckentwicklung, die massive Schäden bewirken kann. Aufgrund der Lagerung unter hohem Druck können bei Austritt von E-CNG aus einer lochartigen Öffnung Flammen von großer Länge entstehen, die brennerartig auf benachbarte Gegenstände einwirken und deren Zerstörung bewirken können.

Im Gegensatz zu Wasserstoff werden E-CNG in der Regel Duftstoffe zugesetzt, weshalb dessen Entweichen durch eine Leckage bemerkt wird. Aus diesem Grund werden im Fahrzeug wie auch in Garagen keine zusätzlichen Sensoren vorgeschrieben.

Typisch wird E-CNG unter hohem Druck (üblich sind 200 bei 15 °C) gelagert. E-CNG Tankstellen arbeiten für die Abgabe in den Tank mit Drücken, die darüber liegen, zum Beispiel 300 bar. Lagerbehälter / Tanks sind entsprechend ausgeführt und als betriebssicher einzustufen. Zur Vermeidung von Vereisung und den damit einhergehenden Sicherheitsproblemen ist E-CNG auf einen Taupunkt von -20 °C bei 200 bar zu trocknen.

Die Technologie zur Lagerung, zur Verladung und zum Transport von CNG ist vorhanden, ebenso wie die Technologie zur Betankung von Fahrzeugen. CNG wird in Deutschland seit etwa 15 Jahren als Kraftstoff genutzt. Es ist darauf hinzuweisen, dass der E-CNG-Transport auf der Straße oder Schiene in der Regel nicht erfolgen muss, da es im bestehenden Rohrleitungssystem für Erdgas verteilt wird. Das ermöglicht, dass E-NG erst an der Tankstelle bedarfsgesteuert zu E-CNG verdichtet und in Hochdruck-Pufferspeichern bereitgestellt wird. Somit kann in der Regel die Verteilung von E-CNG als ausgesprochen sicher gelten.

Sollte es dennoch erforderlich sein, sind die für den Straßen- und Schienentransport von CNG bestehenden einschlägigen Regelungen anzuwenden (vgl. ADR/RID). Es ist darauf hinzuweisen, dass nicht alle Tunnel für den Transport von CNG genutzt werden können (vergleiche TBC Kategorien B bis E).

Für die Aufstellung der Erdgaskompressoren an Tankstellen sind geeignete Räume bereitzustellen, die den Anforderungen an Explosions- und Brandschutz gerecht werden. Je nach Umgebung sind die Anforderungen an den Lärmschutz zu beachten.

CNG-Lager und -Tankstellen sind im Sinne der BetrSichV besonders überwachungsbedürftige Anlagen. Je nach gelagerter Menge unterliegen sie ggf. den Anforderungen der StörfallVO (ab 50 t). In der Regel werden CNG-Tankstellen aber auf kleinere Mengen ausgelegt.

Für den sicheren Umgang mit E-CNG ist zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten, dass die vollständige Dichtheit der technischen Einrichtungen gegeben ist. Dies stellt insbesondere hohe Anforderungen an den Betankungsvorgang, der mit hierfür speziell entwickelten und zugelassenen Ventilen erfolgen muss. Fahrzeugseitig sind hierauf abgestimmte Tankstutzen zu verwenden.

E-LNG

Für E-LNG gelten grundsätzlich dieselben Gefahrenmerkmale wie für E-CNG, die vorstehend beschrieben sind. Die zusätzlichen Gefahren, die von E-LNG ausgehen, stehen im engen Zusammenhang mit dem Wechsel vom flüssigen in den gasförmigen Zustand. E-LNG im flüssigen Zustand ist weder entflammbar noch explosiv, die Dämpfe/Gase hingegen sind hochentzündlich. E-LNG ist deshalb als hochentzündlicher Stoff mit der Kennzeichnung F+, R12 eingestuft. E-LNG ist als nicht toxisch eingestuft. Bei Brand oder Explosion können jedoch durch unvollständige Verbrennung toxische Produkte entstehen, wie z. B. Kohlenmonoxid. Bei hoher Konzentration in geschlossenen Räumen können E-LNG Dämpfe erstickend wirken.

Bei Leckagen austretendes kaltes, flüssiges E-LNG verbreitet sich zunächst am Boden wie eine Flüssigkeit. Bei Erreichen einer Zündquelle (z. B. heißer Motor oder Auspuff) kann ein sogenanntes Pool-Feuer entstehen. Bei plötzlichen Austritt großer E-LNG-Mengen besteht die Gefahr einer Gasexplosion („BLEVE“). Da E-LNG bei tiefer Temperatur gelagert wird, kann der direkte Kontakt mit E-LNG zu schweren Erfrierungen führen. Auch bei Berühren von nicht isolierten Bauteilen besteht Verletzungsgefahr durch Erfrierung.

Verdampftes E-LNG verhält sich wie gasförmiges Erdgas, vergleiche E-CNG. Es entzündet sich, wenn eine Zündquelle vorhanden ist und es sich in zündfähiger Konzentration (4 - 17 vol. %) angesammelt hat. Bei Entzündung kann es dann zur explosionsartigen Verbrennung kommen. In geschlossenen Räumen kommt es dabei zu einer hohen Druckentwicklung, die massive Schäden bewirken kann.

E-LNG werden in der Regel keine Duftstoffe zugesetzt, weshalb dessen Entweichen durch eine Leckage nicht unmittelbar bemerkt werden würde. Aus diesem Grunde ist der Einsatz entsprechender E-LNG-Sensoren zu empfehlen.

Die E-LNG-Lagerung erfolgt typisch bei tiefer Temperatur (-162 °C oder höher) und bei Drücken von 1 bis 30 bar (üblich sind 3 bis 8 bar im Fahrzeugtank). Die Lagerung von E-LNG erfordert, dass die tiefe Lagertemperatur dauerhaft aufrecht gehalten wird. Hierzu sind die Lagertanks entsprechend isoliert. Im regulären Betrieb ist das LNG im Tank stets ausreichend kalt. Kommt es dennoch zu Erwärmung, expandiert E-LNG aufgrund des Übergangs in den gasförmigen Zustand. In geschlossenen Behältern führt dies zu einer Erhöhung des Innendrucks. Lagerbehälter sind mit Druckentlastungsvorrichtungen (Sicherheitsventile) ausgelegt. Diese müssen das dampfförmige Gas an einen sicheren Ort abführen.

E-LNG kann über bestehende LNG-Import-Terminals oder von dezentralen Erzeugungsanlagen aus verteilt werden. Die Verteilung zu den Tankstellen kann sowohl über den Wasser- und Schienenweg als auch über die Straße erfolgen. Für den Straßen-transport gelten die bereits oben gemachten Anmerkungen (vgl. ADR/RID Bestimmungen).

E-LNG-Lager und -Tankstellen sind im Sinne der BetrSichV besonders überwachungsbedürftige Anlagen. Je nach gelagerter Menge unterliegen sie ggf. den Anforderungen der StörfallVO (ab 50 t).

Für den sicheren Umgang mit E-LNG ist zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten, dass die vollständige Dichtheit der technischen Einrichtungen gegeben ist. Dies stellt besonders hohe Anforderungen an den Betankungsvorgang, der mit hierfür speziell entwickelten und zugelassenen Ventilen erfolgen muss. Fahrzeugseitig sind hierauf abgestimmte Tankstutzen zu verwenden.

Anmerkung:

Ein technisches Regelwerk für den Umgang mit E-LNG vergleichbar zu dem für LPG gibt es in Deutschland nicht. Sofern andere Regelwerke, die den Umgang mit verflüssigten Gasen beschreiben, nicht ausreichend sind, kann im Bedarfsfall das Niederländische Regelwerk für E-LNG als Erkenntnisquelle herangezogen werden.

In Deutschland ist E-LNG bisher ein wenig verbreiteter Kraftstoff. Auch die industrielle Nutzung ist nicht weit verbreitet. Von daher ist bisher keine Standardisierung analog zu LPG oder Wasserstoff implementiert. In europäischen Ländern wird E-LNG jedoch als Kraftstoff in größerem Umfang genutzt. Von daher hat die internationale LNG-Industrie bereits sehr hohe Sicherheitsstandards etabliert.

E-Propan/Butan (E-LPG)

E-LPG ist ein hochentzündlicher Stoff mit der Kennzeichnung F+, R12. E-LPG ist als nicht toxisch und schwach wassergefährdend eingestuft (WGK 1). E-LPG im flüssigen Zustand ist jedoch weder entflammbar noch explosiv, nur die Dämpfe/Gase sind hochentzündlich. Bei einem Brand können durch unvollständige Verbrennung toxische Produkte entstehen, wie zum Beispiel Kohlenmonoxid. Bei hoher Konzentration in geschlossenen Räumen besteht Erstickungsgefahr. Der direkte Kontakt mit E-LPG kann aufgrund von Verdampfung/Verdunstung zu lokalen Erfrierungsverletzungen führen.

E-LPG ist auch im gasförmigen Zustand schwerer als Luft, kann sich am Boden ausbreiten und ggf. an den tiefgelegenen Punkten in gefährlicher Konzentration ansammeln. Für Fahrzeuge, die LPG transportieren oder als Kraftstoff mitführen, kann deshalb ggf. die Nutzung von Tiefgaragen oder sensiblen Tunnelanlagen nicht erlaubt sein.

Im gasförmigen Zustand entzündet es sich, wenn eine Zündquelle vorhanden ist und es in zündfähiger Konzentration (circa 1,5 bis 10 vol. %) vorliegt. Bei Entzündung kann es dann zu einer explosionsartigen Verbrennung kommen. In geschlossenen Räumen kommt es dabei zu einer hohen Druckentwicklung, die massive Schäden bewirken kann. Wird E-LPG in freier Umgebung freigesetzt, zum Beispiel bei Fahrzeugdefekten oder fehlerhafter Betankung, bildet sich schnell eine Zone mit explosiver Atmosphäre. Gerät diese in Brand, kann es zu einem Fahrzeugbrand kommen –mit entsprechender Gefährdung von Insassen und Umgebung.

Der sichere Umgang mit LPG ist seit langem aus der Prozessindustrie bekannt, auch die Nutzung als Kraftstoff für Fahrzeuge wird seit langer Zeit praktiziert. Vor diesem Hintergrund gibt es ein umfassendes Regelwerk, das die für den sicheren Umgang mit LPG erforderlichen technischen Einrichtungen und Ausrüstungen beschreibt. Diese Regeln können unmittelbar auf den Umgang mit E-LPG übertragen werden.

E-LPG werden Duftstoffe zugesetzt, weshalb dessen Entweichen durch eine Leckage unmittelbar bemerkt werden würde. Aus diesem Grund ist der Einsatz entsprechender E-LPG-Sensoren nicht vorgeschrieben.

E-LPG wird typisch bei Umgebungstemperatur und Drücken von circa 6 bis 10 bar gelagert. Je nach Bauart sind die Lagerbehälter auf bis zu 30 bar abgesichert. Transportbehälter, etwa auf Tankfahrzeugen, haben typischerweise keine Druckentlastungsvorrichtung und sind deshalb eigensicher ausgelegt. Aufgrund der Art der Behälterauslegung kann das Gefahrenpotenzial des E-LPG Transports als gering eingestuft werden.

E-LPG-Lager und -Tankstellen sind im Sinne der BetrSichV besonders überwachungsbedürftige Anlagen. Je nach gelagerter Menge unterliegen sie ggf. den Anforderungen der StörfallVO (ab 50 t).

Für den sicheren Umgang mit E-LPG ist zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten, dass die vollständige Dichtheit der technischen Einrichtungen gegeben ist. Dies stellt insbesondere hohe Anforderungen an den Betankungsvorgang, der mit hierfür speziell entwickelten und zugelassenen Ventilen erfolgen muss. Fahrzeugseitig sind hierauf abgestimmte Tankstutzen zu verwenden. Die Betankungstechnik erfordert deshalb ein hohes Maß an Standardisierung.

DME

DME ist wie LPG ein hochentzündlicher Stoff mit der Kennzeichnung F+, R12. Aufgrund seiner Eigenschaften wird DME wie LPG gehandhabt. Es gelten die gleichen Regelwerke und Anforderungen Lagerung, Transport und Befüllung.

Es ist jedoch zu beachten, dass DME nicht für alle Materialien, die heute im Umgang mit LPG eingesetzt werden, verträglich ist. Dies gilt zum Beispiel für Acrylnitril-Butadien-Kautschuk (NBR). Vor diesem Hintergrund wird klar, dass LPG-Anlagen für Lagerung und Transport nicht ohne Anpassung für DME genutzt werden können.

Der Umgang mit DME ist seit Langem bekannt, da es als Treibgas in reiner Form oder im Gemisch mit anderen Kohlenwasserstoffen genutzt wird.

E-Benzin

E-Benzin verhält sich wie konventioneller Ottokraftstoff und ist als ein hochentzündlicher Stoff mit der Kennzeichnung F+, R12 eingestuft. E-Benzin liegt bei Umgebungsdruck und -temperatur als Flüssigkeit vor. Somit sind Gefahren über diesen Ausbreitungspfad zu betrachten, wie zum Beispiel die Gefährdung von Gewässern und des Grundwassers (Einstufung in WGK 3, stark wassergefährdend).

Wird E-Benzin freigesetzt, etwa bei Fahrzeugdefekten oder fehlerhafter Betankung, bildet sich eine Flüssigkeitslache mit darüber liegender explosiver Atmosphäre. Gerät diese in Brand, kann es zum Fahrzeugbrand kommen – mit entsprechender Gefährdung von Insassen und Umgebung. E-Benzin-Dämpfe haben unmittelbare Auswirkungen auf exponierte Personen, wie beispielsweise Benommenheit, Augen- und Atemwegsreizungen. Bei hoher Konzentration besteht Erstickungsgefahr.

E-Benzin kann in gleicher Weise gehandhabt werden wie konventioneller Ottokraftstoff. Der Umgang mit Ottokraftstoffen ist weltweit verbreitet und die bestehenden Einrichtungen und Systeme gewährleisten einen hohen Standard zur sicheren Handhabung mit diesem Gefahrstoff. Darüber hinaus

sind auch Konsumenten über die Gefahren aufgeklärt und hinreichend geübt im täglichen Umgang mit Ottokraftstoff.

Die Lagerung und der Transport von E-Benzin erfolgt bei Umgebungsdruck und -temperatur. Die gerichtete Emission von E-Benzin-haltigen Tankgasen muss durch Einsatz von Gaspendelung und Rückgewinnungseinrichtungen vermieden beziehungsweise vermindert werden. Diffuse Emissionen sind durch Einsatz zugelassener Dichtungen zu minimieren. Weitere Dichtheitsanforderungen beziehen sich auf die Vermeidung von Flüssigkeitsaustritt. Bei unterirdischen verbauten Behältern und Rohrleitungen wird dies üblicherweise durch Doppelwandigkeit sichergestellt.

Ottokraftstoff/E-Benzin-Lager und -Tankstellen sind im Sinne der BetrSichV überwachungsbedürftige Anlagen. Je nach gelagerter Menge unterliegen sie ggf. den Anforderungen der StörfallVO (ab 2500 t).

Anders als bei den zuvor betrachteten gasförmigen Kraftstoffen sind für die Betankung eines Fahrzeugs keine hermetisch dichtenden Ventile zu verwenden. Die aus dem Fahrzeugtank verdrängte Atmosphäre wird durch Absaugung in den Lager-tank der Tankstelle zurückgeführt.

E-Methanol

E-Methanol ist wie fossiles Methanol leichtentzündlich (F, R11) und wirkt toxisch bei Einatmung, oraler Aufnahme oder bei Hautkontakt. Es ist wasserlöslich und schwach wassergefährdend (WGK 1).

Wird Methanol freigesetzt, zum Beispiel bei Fahrzeugdefekten oder fehlerhafter Betankung, bildet sich eine Flüssigkeitslache mit darüber liegender explosiver Atmosphäre. Gerät diese in Brand, kann es zum Fahrzeugbrand kommen – mit entsprechender Gefährdung von Insassen und Umgebung. Darüber hinaus haben E-Methanol-Dämpfe unmittelbare gesundheitsschädigende Auswirkungen auf exponierte Personen. Die Gesundheitsgefährdung besteht bei Einatmung, Verschlucken und Hautkontakt.

Bei hoher Konzentration besteht Erstickungsgefahr. Bei Brand oder Explosion können durch unvollständige Verbrennung toxische Produkte entstehen, wie z. B. Kohlenmonoxid. Als Zersetzungsprodukt ist auch Formaldehyd in Betracht zu ziehen.

Der sichere Umgang mit E-Methanol ist in der Prozessindustrie seit Langem bekannt. Die Schutzanforderungen und -ausrüstungen sind in bestehenden Regelwerken beschrieben. Grundsätzlich gelten vergleichbare Anforderungen wie für konventionellen Ottokraftstoff.

E-Methanol ist korrosiv. Dies gilt insbesondere für beispielsweise Aluminium, Zink, Kupfer, Messing und Eisen. In Gegenwart von Luft können insbesondere unlegierte oder niedrig-legierte Stähle bei temporärer Benetzung mit E-Methanol stark durch Korrosion geschädigt werden (Gefahr der Spannungsrissskorrosion). Elastomere, wie beispielsweise NBR, sind nicht geeignet für den Betrieb mit E-Methanol.

Die Lagerung und der Transport von E-Methanol erfolgt bei Umgebungsdruck und -temperatur. Aufgrund der toxischen Wirkung von E-Methanol und seinen ggf. gebildeten giftigen Verbrennungsprodukten geht bei einer Freisetzung von E-Methanol eine erhebliche Gefahr aus. E-Methanol muss deshalb in vollständiger Umschlossenheit transportiert und gelagert werden. Bei der Befüllung ist sicherzustellen, dass keine E-Methanol-haltige Atmosphäre freigesetzt wird, was durch hermetisch geschlossene Systeme realisiert wird.

Anders als für Ottokraftstoff ist der Umgang mit Methanol an Tankstellen nicht weit verbreitet und lediglich in Pilotprojekten realisiert.

E-Methanol-Lager und -Tankstellen sind im Sinne der BetrSichV überwachungsbedürftige Anlagen. Je nach gelagerter Menge unterliegen sie ggf. den Anforderungen der StörfallVO (ab 500 t).

Methanol ist insgesamt als ein Stoff mit hohem Gefahrenpotenzial zu bewerten, insbesondere

aufgrund seiner toxischen Wirkung. Es wird davon auszugehen sein, dass Methanol nicht in der vorhandenen Verteilungs- und Tankstelleninfrastruktur ohne tiefgreifende Anpassungen gehandhabt werden kann.

E-Diesel

E-Diesel ist in dieser Betrachtung als Diesel, der durch den Fischer-Tropsch-Prozess (FT) gewonnen wird, zu verstehen. Grundsätzlich hat FT-Diesel die gleichen Eigenschaften wie konventioneller Diesel und kann in gleicher Weise gehandhabt werden. Es gelten die gleichen Regelwerke.

Diesel ist in die Wassergefährdungsklasse 2 eingestuft.

Diesel wird bei Umgebungstemperatur und -druck gelagert und transportiert. Bei diesen Bedingungen geht von Diesel gemäß Gefahrstoffverordnung (Verordnung zum Schutz vor Gefahrstoffen – GefStoffV) keine Explosions- oder Brandgefahr aus. Auch besteht nicht die Gefahr der Bildung einer gefährlichen Atmosphäre. Diesel kann daher in offenen Systemen gehandhabt werden. Tankstellen, an denen nur Diesel abgefüllt wird, sind gem. BetrSichV nicht überwachungsbedürftig. Die Mengenschwelle für Diesel beträgt nach StörfallVO 2500 t.

E-Diesel kann uneingeschränkt in der vorhandenen Infrastruktur gehandhabt werden.

E-Diesel kann in Systemen, die zur Atmosphäre hin offen sind, gelagert werden. Dies gilt auch für die Betankung von Fahrzeugen. Tritt Diesel bei der Betankung aus, kann sich eine Diesellache bilden. In der freien Umgebung wird sich bei Umgebungsdruck und -temperatur E-Diesel aufgrund seiner Eigenschaften nicht entzünden. Bei Austritt kann es nur dann zum

Brand von Diesel kommen, wenn dieser an heißen Flächen oder durch Einwirkung von brennenden Gegenständen auf über 55 °C erhitzt wird und sich dabei ein zündfähiges Luft/Diesel-Gemisch (circa 0,6 bis 6,5 vol.%) bildet. E-Diesel kann vor diesem Hintergrund als Stoff mit geringem Gefahrenpotenzial eingestuft werden.

OME 3-5

Die physikalischen Daten dieser Stoffgruppe entsprechen hinsichtlich Zünd- und Brandverhalten weitgehend denen des Dieselmotorkraftstoffs. Im Hinblick auf eine Wassergefährdung besteht eine Einstufung nach WGK1. OME 3-5 gilt als nicht toxisch. Gleiches gilt für Dämpfe und Aerosole.

OME 3-5 ist eine Stoffgruppe, die bisher nicht als Kraftstoff in Verkehr gebracht wurde. Lediglich in Forschungs- und Pilotprojekten kam OME 3-5 zum Einsatz.

Eine umfassende Betrachtung zu OME 3-5 und Einstufung wurde bisher nicht ausgeführt. Aus den bekannten Daten kann jedoch eindeutig geschlossen werden, dass OME 3-5 ein deutlich geringeres Gefahrenpotenzial als beispielsweise E-Benzin oder E-Methanol hat. Die Einstufung nach WGK 1 lässt auch vermuten, dass das Gefahrenpotenzial geringer als das von E-Diesel ist. Somit ist OME in diesem Vergleich der Kraftstoff mit dem geringsten Gefahrenpotenzial.

OME 3-5 kann in der vorhandenen Infrastruktur gehandhabt werden. Es ist bekannt, dass OME nicht korrosiv wirkt. Dennoch ist davon auszugehen, dass Anpassungen erforderlich sind, da nicht für alle bisher verbauten Materialien eine Verträglichkeit gegeben ist.

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr	FAEE	Fatty Acid Ethyl Esters
AE	Alkaline Electrolysis	FAME	Fatty Acid Methyl Esters
AGR	Abgasrückführung	FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
BEV	Battery Electric Vehicle	FT	Fischer-Tropsch(-Synthese)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft	g	Gramm
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie	GHG	Greenhouse Gas
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz	GJ	Gigajoule
BLEVE	Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion	GtL	Gas-to-Liquid
BtL	Biomass-to-Liquid	GW	Gigawatt
C	Kohlenstoff	H	Wasserstoff
C-Methan	Komprimiertes Methan	h	Stunden
CH ₄	Methan	H ₂	Molekularer Wasserstoff
CI	Compression Ignition	H ₂ O	Wasser
CNG	Compressed Natural Gas	HO-BEV	Hybrid-Oberleitungs-Lkw
CO ₂	Kohlendioxid	HPDI	High Pressure Direct Injection
CtL	Coal-to-Liquid	HVO	Hydrotreated Vegetable Oils
DE	Deutschland	ISO	Internationale Organisation für Normung
DENA	Deutsche Energie-Agentur	k	Tausend
DI	Direct Injection	kg	Kilogramm
DIN	Deutsches Institut für Normung	km	Kilometer
DME	Dimethylether	kW	Kilowatt
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches	kWh	Kilowattstunde
DWV	Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband	l	Liter
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	L-H ₂	Liquefied Hydrogen
ELY	Elektrolyse	L-Methan	Flüssigmethan
EN	Europäische Norm	LCF	Low-carbon Fuel
F&E	Forschung und Entwicklung	LCOE	Levelized Cost of Energy
		Lkw	Lastkraftwagen

LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MENA	Middle East & North Africa
MeOH	Methanol
min	Minuten
MJ	Megajoule
MtG	Methanol-to-Gasoline
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
NBR	Nitrile Butadiene Rubber
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus (UN/ECE)
NGVA	Natural & Bio Gas Vehicle Association
NOX	Stickoxide
OME	Oxymethylenether
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
Pers.	Personen
PHEV	Plug-in-Hybrid-Fahrzeug
Pkw	Personenkraftwagen
Prod.	Produktion
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X

PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
RED	Renewable Energy Directive (EU)
ROI	Return on Investment
s	Sekunden
SI	Spark Ignition
SNG	Synthetic Natural Gas
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell
SUV	Sport Utility Vehicle
t	Tonnen
TREMP	Topsoe Recycle Energy-efficient Methanation Process
TtW	Tank-to-Wheel
TWh	Terrawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UN/ECE	Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen
VDA	Verband der Automobilindustrie
VLS	Volllaststunden
WHTC	World Harmonized Heavy-duty Transient Cycle (UN/ECE)
WLTP	World Harmonized Light Vehicles Test Procedure (UN/ECE)
WtT	Well-to-Tank
WtW	Well-to-Wheel

Literaturverzeichnis

- [Abe et. al 1998]** Abe, A.: Studies of the large-scale sea transportation of liquid hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 23, Issue 2, 1998, pp 115–121 DOI: 10.1016/S0360-3199(97)00032-3
- [ADAC 2016]** ADAC Auto Kostenübersicht 2016. https://www.adac.de/_mmm/pdf/autokostenuebersicht_s-v_47089.pdf
- [BAG 2009]** Das Statistikportal, 2009: Anzahl der Lkw in Unternehmen des gewerblichen Güterkraftverkehrs in Deutschland. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/180500/umfrage/anzahl-der-lkw-in-logistikunternehmen-in-deutschland/>
- [BDI 2018]** BDI (Hrsg.): Klimapfade für Deutschland. Berlin, 2018
- [Berger 2016]** Roland Berger: Integrated Vehicles and Fuels Roadmap to 2030 and Beyond - Study. München 2016
- [BMVBS 2013]** Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): CNG und LPG – Potenziale dieser Energieträger auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung des Straßenverkehrs. Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Heidelberg, Berlin, Ottobrunn, Leipzig, 2013
- [BMWi 2014]** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Moderne Verteilernetze für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS) und E-Bridge Consulting GmbH. Berlin, 2014. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html>
- [BNetzA 2016]** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030, 2016 https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf
- [BNetzA 2017]** Bundesnetzagentur: Netzentwicklungspläne 2030, 2017. <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017>
- [BUNDESVERSAMMLUNG 2016]** <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=37579>
- [CEP 2015]** Clean Energy Partnership (CEP): Veröffentlichung der Projektergebnisse für bereits abgeschlossene Projektmodule gem. Abschn. 11.4 der „Nebenbestimmungen für Zuwendungen auf Kostenbasis des Bundesministeriums für Bildung und Forschung an Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben“, Stand 01/2015
- [de Klerk 2011]** de Klerk, A.: Fischer-Tropsch Refining; Wiley-VCH; 2011; ISBN: 978-3-527-32605-1
- [DENA 2010]** Deutsche Energie-Agentur: dena-Verteilnetzstudie. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025, 2010.
- [DENA 2012]** Deutsche Energie-Agentur: dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030, 2012.
- [DENA 2018]** Deutsche Energie-Agentur: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. 2018.
- [Destatis 2017]** Statistisches Bundesamt: Fahrleistungen Haushalte, 2017. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Umwelt/UmweltoekonomisheGesamtrechnungen/MaterialEnergiefluesse/Tabellen/FahrleistungenHaushalte.html>
- [DIN 51624]** Nationale Norm (DIN) Nr. 51624 - Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren. DIN: 51624:2008-02 (zurückgezogen; ersetzt durch DIN EN 16723-2:2017-10)
- [DVGW 2018]** <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/ptx-allianz-faq-markteinfuehrungsprogramm.pdf>
- [EAFO 2017]** European Alternative Fuels Observatory: Ladeinfrastruktur in Deutschland, 2017. <http://www.eafo.eu/electric-vehicle-charging-infrastructure>
- [ECE R101.01]** Regelung Nr. 101 der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa (UN/ECE) - Einheitliche Bedingungen für die Genehmigung der Personenkraftwagen, die nur mit einem Verbrennungsmotor oder mit Hybrid-Elektro-Antrieb betrieben werden, hinsichtlich der Messung der

Kohlendioxidemission und des Kraftstoffverbrauchs und/oder der Messung des Stromverbrauchs und der elektrischen Reichweite sowie der mit Elektroantrieb betriebenen Fahrzeuge der Klassen M1 und N1 hinsichtlich der Messung des Stromverbrauchs und der elektrischen Reichweite. OJ L 138, 26.5.2012, pp. 1 – 77

[EFCF 2004] Bossel, U.: Die Rolle des Wasserstoffs in einer nachhaltig geführten Energiewirtschaft, European Fuel Cell Forum, Oberrohrdorf, 2004. http://www.energieverbraucher.de/files_db/dl_mg_1134837944.pdf

[Elsner 2015] Elsner et al. (Hrsg.): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München 2015

[EN 228] Europäische Norm (EN) Nr. 228 - Automotive Fuels - Unleaded Petrol - Requirements and Test Methods. Deutsche Fassung: Kraftstoffe - Unverbleite Ottokraftstoffe - Anforderungen und Prüfverfahren. DIN EN 228:2017-08

[EN 589] Europäische Norm (EN) Nr. 589 – Automotive Fuels – LPG – Requirements and Test Methods. Deutsche Fassung: Kraftstoffe – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren. DIN EN 589:2017-11 – Entwurf

[EN 590] Europäische Norm (EN) Nr. 590 - Automotive Fuels – Diesel – Requirements and Test Methods. Deutsche Fassung: Kraftstoffe – Dieseldieselmotoren – Anforderungen und Prüfverfahren. DIN EN: 590:2017-10

[EN 15940] Europäische Norm (EN) Nr. 15940 – Automotive Fuels – Paraffin Diesel Fuel from Synthesis or Hydrotreatment – Requirements and Test Methods. Deutsche Fassung: Kraftstoffe – Paraffinischer Dieseldieselmotoren aus Synthese oder Hydrierungsverfahren – Anforderungen und Prüfverfahren. DIN EN: 15940:2018-08

[EN 16723-2] Europäische Norm (EN) Nr. 16723-2 – Natural Gas and Biomethane for Use in Transport and Biomethane for Injection in the Natural Gas Network – Part 2: Automotive Fuels Specification. Deutsche Fassung: Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; DIN EN 16723-2:2017-10

[EN 17127]: Europäische Norm (EN) Nr. 17127 (Entwurf) – Gaseous Hydrogen - Fueling Stations - Part 1: General Requirements. Deutsche Fassung: Gasförmiger Wasserstoff – Betankungsanlagen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen. DIN EN 17127:2017-08 – Entwurf

[FVV 1134 / 2014]: IGF-Forschungsvorhaben „Methan katalytisch: Untersuchung der Wirkmechanismen bei katalytischer Methanreduktion“. Fördergeber: FVV (Projekt- und Fördernummer: 1134). In: FVV (Hrsg.), Frühjahrstagung 2014, Tagungsband R566, S. 314-347, Frankfurt am Main, 2014

[FVV 1177 / 2017]: IGF-Forschungsvorhaben „Methan-Oxidations-Katalysatoren: Einfluss von Katalysatorzusammensetzung, Druck und Gaszusammensetzung auf Aktivität, Alterung und Reaktivierung“. Fördergeber: BMWi/CORNET (Projekt- und Fördernummer: 1177, Fördernummer: 128 EN). In: FVV (Hrsg.), Frühjahrstagung 2017, Tagungsband R578, S. 163-207, Frankfurt am Main, 2017

[IEE 2018] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE): Windmonitor: Offshore.Betriebs-ergebnisse, Stuttgart 2018. http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/4_Offshore/5_betriebsergebnisse/4_Investitionskosten/

[IRENA 2012] International Renewable Energy Agency: Innovation Outlook Offshore Wind, 2016. https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Innovation_Outlook_Offshore_Wind_2016.pdf

[ISE 2015] Henning, H.-M.; Palzer, A.: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, 2015. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/was-kostet-die-energiewende.html>

[ISE 2016] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Energy Charts – interaktive Grafiken zu Stromproduktion und Börsenstrompreisen in Deutschland. Monatliche Stromerzeugung aus Offshore Wind in Deutschland in 2016. https://www.energy-charts.de/energy_de.htm?source=wind-offshore&period=monthly&year=2016

[ISI 2017] Wietschel, M. et al.: Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI) zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe, 2017

[ISO 14687-2] Internationale Norm (ISO) Nr. 14687-2 – Hydrogen Fuel – Product Specification – Part 2: Proton Exchange Membrane (PEM) Fuel Cell Applications for Road Vehicles. Deutsche Fassung: Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2: Protonenaustauschmembran (PEM) – Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge; ISO 14687-2:2012-12

[ISO 16861] Internationale Norm (ISO) Nr. 16861 – Petroleum Products – Fuels (Class F) - Specifications of Dimethyl Ether (DME). Deutsche Fassung: Mineralölerzeugnisse – Kraftstoffe (Klasse F) – Spezifikationen für Dimethylether (DME); ISO 16861:2015-05

[IWES 2017] Pfennig, M., Gerhardt, N., Pape, C., Böttger, D.: Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H₂-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 2017

[KBA 2015] Kraftfahrt-Bundesamt (KBA): Statistik - Fahrzeuge, 2015. http://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2015/fz15_2015_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3

[KBA 2017] Kraftfahrt-Bundesamt (KBA): Fahrleistungen und Kraftstoffverbrauch der privaten Haushalte mit Personenkraftwagen, 2017. http://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html

- [Kramer 2012]** Kramer, U., Anderson, J.: Prospects for Flexible- and Bi-Fuel Light Duty Vehicles: Customer Choice and Public Attitudes. Cambridge (Massachusetts): MIT Energy Initiative, Cambridge (Massachusetts), 2012
- [Kramer 2017]** Kramer, U., Willems, W.: Review of Combustion Engine Efficiency Improvements and the Role of Sufficient Standardization. 14th International Conference on Renewable Mobility 23.–24.01.2017, Berlin
- [Lange 2001]** Lange, J.-P.: Fuels and Chemical Manufacturing; Guidelines for Understanding and Minimizing the Product Costs, Springer, CATTECH, August 2001, Volume 5, Issue 2, pp 82–95
- [LastOm 2017]** Bicker, W.: Der lastauto omnibus Katalog 2017, Nr. 46, 8/2016, EuroTransportMedia Verlags-GmbH, Stuttgart
- [LBST 2016]** Schmidt, P. et al.: Renewables in Transport 2050. Empowering a Sustainable Mobility Future with Zero Emission Fuels from Renewable Electricity. Studie im Auftrag der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV). Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST). Frankfurt am Main, 2016
- [LBST 2017]** Schmidt, P. et al.: E-Fuels – The Potential of Electricity-based Fuels for Low-emission Transport in the EU. Studie im Auftrag des Verbands der Automobilindustrie (VDA). Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) und Deutsche Energie-Agentur (dena), 2017
- [LNG Calc 2017]** LNG Density Calculator, 2017. <http://unitrove.com/engineering/tools/gas/liquefied-natural-gas-density>
- [Maas et. al 2016]** Maas H., Schamel A., Weber C., Kramer U.: Review of Combustion Engine Efficiency Improvements and the Role of E-fuels. In: Internationaler Motorenkongress 2016. Proceedings. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2016
- [Mayer et. al 2017]** Mayer, T.: Techno-economic Evaluation of Hydrogen Refueling Stations with Trucked-in Gaseous or Liquid Hydrogen. 30th International Electric Vehicle Symposium & Exhibition, Stuttgart, 9.–11.10.2017
- [NOW 2011]** Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Studie. Redaktionsstand: 22.12.2010, (Revision 1 vom 05.07.2011)
- [Öko-Institut 2014]** Hülsmann, F., Mottschall, M., Hacker, F., Kasten, P.: Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen – Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050, Öko-Institut Working Paper 3/2014. Freiburg, 2014
- [ProEcPro 2005]** Process Economics Program Report 245A, DIMETHYL ETHER, 8.2005
- [REACH 1907/2006/EG]** Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals – REACH) und zur Schaffung einer Europäischen Chemikalienagentur vom 18. Dezember 2006.
- [Renewables Now 2016]** <https://renewablesnow.com/news/update-abu-dhabi-confirms-usd-24-2-mwh-bid-in-solar-tender-540324/>, <https://www.pv-tech.org/news/lowest-ever-solar-bids-submitted-in-abu-dhabi>
- [Rittich 2014]** Rittich, C.: Natural Gas Trucks for the Forest Sector, Präsentation der Fa. FPIInnovations, 2014
- [Schmitz 2017]** Schmitz, N., Ströfer, E., Burger, J., Hasse, H.: Conceptual Design of a Novel Process for the Production of Poly(oxyethylene) Dimethyl Ethers from Formaldehyde and Methanol. Industrial & Engineering Chemistry Research 56 (40), 2017, pp 11519–11530 DOI: 10.1021/acs.iecr.7b2314 (Patent DE 10 2016 222 657 A1/EP 3 323 800 A1)
- [Topsøe 2012]** Nguyen, T., Joensen, F.: Overview of Topsøe Synthesis – Technologies for BTL and bio-SNG, Haldor Topsøe, 2012. http://www.vtt.fi/files/sites/2g_biofuels/nguyen_joensen.pdf
- [UBA 2016]** Kasten, P. et al.: Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050 - Endbericht. Umweltbundesamt Texte 72 / 2016, S. 104, Tabelle II-19, 11.2016
- [UKSHEC 2012]** Dodds, P., McDowall, W.: A Review of Hydrogen Delivery Technologies for Energy System Models. UCL Energy Institute, University College London, UKSHEC Working Paper No. 7, London, 2012. http://www.wholesem.ac.uk/bartlett/energy/research/themes/energy-systems/hydrogen/WP7_Dodds_Delivery.pdf
- [US Energy 2009]** U.S. Department of Energy: Multi-Path Transportation Futures Study – Vehicle Characterization and Scenario Analyses. Argonne National Laboratory, 2009
- [US Energy 2012]** U.S. Department of Energy: The Fuel Cell Technologies Program Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan. 2012
- [Wachtmeister et. al 2012]** Wachtmeister, G., Uhlig, B., Wohlgemuth, S.: LNG – Liquefied Natural Gas - Förderung, Transportkette und motorische Verbrennung. Studie im Auftrag des Fachverbands Motoren und Systeme (MUS) im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA). Lehrstuhl für Verbrennungskraftmaschinen (LVK), Technische Universität München, 2012
- [Wiki Tanker 2017]** Wikipedia: Tanker. <https://de.wikipedia.org/wiki/Tanker>.
- [Wind Guard 2015]** Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, Deutsche Wind Guard, 2015

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abb. 1 | S. 12 | Mitglieder des Arbeitskreises „Kraftstoffe“ und Verfasser des Informationspapiers

Abb. 2 | S. 13 | Grundsätzlich untersuchte Kraftstoff-Antriebsstrangpfade (100% Defossilisierung)

Abb. 3 | S. 20 | Ansatz zur Abschätzung des „realen“ Kraftstoffbedarfs 2050 auf Basis von NEFZ-Wirkungsgraden

Abb. 4 | S. 21 | Baujahrverteilung im Fahrzeugbestand Pkw Deutschland 2015 [KBA 2015], [KBA 2017]

Abb. 5 | S. 26 | Schematische Darstellung der wesentlichen Prozessschritte der Produktion und Verteilung von E-Kraftstoffen

Abb. 6 | S. 40 | Erforderlicher TtW-Energiebedarf [TWh/a]

Abb. 7 | S. 43 | Erforderlicher WtW-Energiebedarf (min./max.) [TWh/a] – unter Randbedingungen laut Tabelle 12

Abb. 8 | S. 44 | Erforderlicher Primärenergiebedarf (min./max.) [TWh/a] – unter Randbedingungen laut Tabelle 12

Abb. 9 | S. 45 | Erforderlicher Primärenergiebedarf (min./max.) [TWh/a] – unter Randbedingungen laut Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abb. 10 | S. 46 | WtW-Wirkungsgrade Kraftstoffherstellung – unter Randbedingungen laut Tabelle 12

Abb. 11 | S. 47 | WtW-Wirkungsgrade (Kraftstoffherstellung * Pkw (NEFZ)) – unter Randbedingungen laut Tabelle 12

Abb. 12 | S. 47 | WtW-Wirkungsgrade (Kraftstoffherstellung * Pkw (NEFZ)) – unter Randbedingungen laut Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abb. 13 | S. 48 | WtW-Wirkungsgrade (Kraftstoffherstellung * Lkw) – unter Randbedingungen laut Tabelle 12

Abb. 14 | S. 48 | WtW-Wirkungsgrade (Kraftstoffherstellung * Lkw) – unter Randbedingungen laut Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abb. 15 | S. 49 | Theoretisch erforderliche Anzahl Windräder (5 MW) bei Offshore Windstrom aus Deutschland (Nordsee) – Vergleich: max. EL-Wirkungsgrad + CO₂ aus vorhandenen Quellen vs. min. EL-Wirkungsgrad + CO₂ aus Luft

Abb. 16 | S. 52 | Energetische Kraftstoffkosten (min./max.) [€/kWh] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Abb. 17 | S. 53 | Energetische Kraftstoffkosten (min./max.) [€/kWh] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abb. 18 | S. 53 | Min./Max. Kraftstoffkosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Abb. 19 | S. 54 | Min./Max. Kraftstoffkosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abb. 20 | S. 54 | Min./Max. Kraftstoffkosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Abb. 21 | S. 55 | Min./Max. Kraftstoffkosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abb. 22 | S. 56 | Min./Max. Summe: Kraftstoff und Infrastrukturkosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Abb. 23 | S. 57 | Min./Max. Summe: Kraftstoff und Infrastrukturkosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Abb. 24 | S. 58 | Min./Max. Mobilitätskosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Abb. 25 | S. 58 | Min./Max. Mobilitätskosten Pkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abb. 26 | S. 60 | Min./Max. Mobilitätskosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12

Abb. 27 | S. 60 | Min./Max. Mobilitätskosten Lkw [€/100 km] – Randbedingungen gemäß Tabelle 12, aber ohne die Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung (Annahme: CO₂ aus vorhandenen Quellen)

Abb. 28 | S. 64 | Grenzen der TtW-CO₂-Emissionen mit Benzin und Dieselantrieben [Kramer 2017] [Maas et. al. 2016]

Abb. 29 | S. 65 | TtW-CO₂-Emissionen verschiedener Kraftstoff-/Antriebsstrangpfade relativ zum benzinbetriebenen Ottomotor

Abb. 30 | S. 78 | Aufteilung des Investitionsbedarfs nach Bereichen

Abb. 31 | S. 80 | Kostensplit: Minimale Mobilitätskosten für Pkw

Abb. 32 | S. 80 | Kostensplit: Maximale Mobilitätskosten für Pkw

Abb. 33 | S. 82 | Mindest-Investitionsbedarf der PtX-Anlagen in MENA (CO₂ aus Luft)

Abb. 34 | S. 82 | Mindest-Investitionsbedarf der PtX-Anlagen in Deutschland (CO₂ aus Luft)

Tabelle 1 | S. 14 | Randbedingungen der untersuchten Kraftstoff-Antriebsstrangpfade (100 % Defossilisierung)

Tabelle 2 | S. 15 | Annahmen „Minimalkosten-Szenario“, Produktion in MENA, Solar-/Wind-Mix

Tabelle 3 | S. 16 | Annahmen „Maximalkosten-Szenario“, Produktion in DE, Offshore-Windstrom (Nordsee)

Tabelle 4 | S. 17 | Kostenannahmen elektrischer Strom (Innogy; auf Basis von [IWES 2017], [Elsner 2015], [Fraunhofer ISE 2015])

Tabelle 5 | S. 19 | Investitionskosten für Stromnetzausbau für die jeweiligen Szenarien

Tabelle 6 | S. 22 | Zukünftiger Energieverbrauch Antriebskonzepte Pkw

Tabelle 7 | S. 23 | Basis Wertverlustberechnung Pkw; 15.000 km im Jahr [ADAC 2016]

Tabelle 8 | S. 27 | Mögliche Szenarien einer zukünftigen Produktion von E-Kraftstoffen

Tabelle 9 | S. 29 | Energie- und Kostenaufwand für die Prozessschritte der Produktion alternativer Kraftstoffe

Tabelle 10 | S. 30 | Wirkungsgrade bei der Produktion von PtX-Kraftstoffen

Tabelle 11 | S. 33 | Energieaufwand für den Transport in Deutschland

Tabelle 12 | S. 41 | Annahmen für die Minimal- und Maximalkosten-Szenarien

Tabelle 13 | S. 43 | Wirkungsgradannahmen Ladeverluste BEV

Tabelle 14 | S. 43 | Theoretisches Batteriezusatzgewicht (Basis: 6 kg/kWh) und Zusatzkosten (Basis 150 €/kWh), wenn sämtliche Fahrzeuge zusätzlich zum normalen Betrieb die Energiemenge von zwei Wochen Dunkelflaute puffern müssten

Tabelle 15 | S. 66 | Bewertung Erreichbarkeit und Technologiereife „Zero-Impact-Emissions“

Tabelle 16 | S. 66 | Farbcodierung Bewertungsmatrizen

Tabelle 17 | S. 70 | Betankungszeit Pkw für 100 km in s (Annahmen für SI/CI-Konzepte und FCEV: NEFZ; Annahmen BEV: 80%-Ladung an Schnellladestation 150 kW, bei 60 MJ/100 km Verbrauch, zum Beispiel NEFZ Ford Focus oder 1,5xNEFZ Opel Ampera)

Tabelle 18 | S. 72 | Bestandskompatibilität, Drop-in-Fähigkeit, Bi-/Flexfuel-Fähigkeit, Verfügbarkeit Kraftstoffnormung

Tabelle 19 | S. 75 | Weitere Risiken und Potenziale der untersuchten Kraftstoff-Antriebsstrang-Szenarien

Tabelle 20 | S. 79 | Mindest-Investitionsbedarf und maximales Investitionsrisiko gesamt

Die Studie ›Defossilisierung des Transportsektors – Optionen und Voraussetzungen in Deutschland‹ wurde zur allgemeinen Orientierung erstellt. Der Inhalt dieses Angebots kann und soll eine spezifische fachliche Beratung nicht ersetzen. Die FVV übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben und haftet nicht für Schäden, die sich aus der Verwendung der in dieser Studie enthaltenen Informationen ergeben.

Ein Informationspapier fasst die Ergebnisse der Studie zusammen:
›**Energiepfade für den Straßenverkehr der Zukunft – Optionen für eine klimaneutrale Mobilität im Jahr 2050**‹.

Beide Publikationen sind online verfügbar:

→ www.fvv-net.de | **Medien**

→ www.themis-wissen.de



HERAUSGEBER

Forschungsvereinigung
Verbrennungskraftmaschinen e.V.
Lyoner Strasse 18
60528 Frankfurt am Main
www.fvv-net.de

AUSGABE

R586 | 2018

AUTOR

Dr. Ulrich Kramer, Ford-Werke GmbH

REDAKTION

Johannes Winterhagen, delta eta
Petra Tutsch und Ralf Thee, FVV

DRUCK

h. reuffurth gmbh

BILDNACHWEIS

Titelseite: Chumash Maxim, Sararwut
Jaimassiri und Martin Capek / shutterstock
Grafik Einklapper: Lindner & Steffen

Das Ziel ist ehrgeizig: Bis zum Jahr 2050 soll der Straßenverkehr klimaneutral werden. Dies kann nur gelingen, wenn erneuerbar erzeugte Energie auch im Verkehrssektor eingesetzt wird. Vor diesem Hintergrund hat ein Arbeitskreis der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) in einer Studie verschiedene Mobilitätsszenarien für Deutschland sowohl unter technischen als auch wirtschaftlichen Gesichtspunkten analysiert. Die Szenarien stellen eine völlig CO₂-freie Mobilität im Jahr 2050 dar, deren Energiebedarf ausschließlich aus realistisch erschließbaren, erneuerbaren Quellen gedeckt wird. In der FVV-Studie wird der Einsatz von Elektrizität, Wasserstoff und synthetischen E-Kraftstoffen im Detail betrachtet. Dafür haben Experten von Automobilherstellern und -zulieferern, Energie- und Mineralölunternehmen, der chemischen Industrie sowie verschiedener Verbände ihr Wissen zusammengetragen. Die Ergebnisse der Studie sollen einen faktenbasierten Dialog über Energieträger und Antriebe der Zukunft ermöglichen.

Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.
Research Association for Combustion Engines

Lyoner Strasse 18 | 60528 Frankfurt/M. | Germany
T +49 69 6603 1345 | F +49 69 6603 2345 | info@fvv-net.de

www.fvv-net.de