

---

Umweltforschungsplan des  
Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3713 45 103  
UBA-FB-00 [trägt die UBA-Bibliothek ein]

## Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050

von

Peter Kasten  
Moritz Mottschall  
Öko-Institut e.V., Berlin

Wolfgang Köppel  
Charlotte Degünther  
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für  
Technologie (KIT), Karlsruhe

Martin Schmied  
Philipp Wüthrich  
INFRAS AG, Bern

Öko-Institut e.V., Schicklerstraße 5-7, 10179 Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

12/2015

---

## Kurzbeschreibung

Ziel dieses Vorhabens ist es verschiedene Energieszenarien und -optionen für einen im Jahr 2050 treibhausgasneutralen Verkehrssektor zu vergleichen, um daraus Handlungsempfehlungen für eine langfristige Energieversorgungsstrategie im Verkehr abzuleiten. Dafür werden die Kosten für die Energieversorgung, die Anpassung der Infrastruktur und die Herstellung der Fahrzeuge in vier Szenarien mit unterschiedlichen Energieversorgungsoptionen verglichen. Wechselwirkungen mit anderen Energieversorgungssektoren sind dabei nicht berücksichtigt. Im Straßenverkehr, in dem eine direkte Stromnutzung technisch möglich ist, stellt die Elektrifizierung die kostengünstigste Energieversorgungsoption dar; systemische Hemmnisse und die geringe Akzeptanz könnten allerdings eine breite Einführung verhindern. PtG-CH<sub>4</sub> und PtL weisen im Straßenverkehr ähnliche Kosten auf, währenddessen die Nutzung von PtG-H<sub>2</sub> in Brennstoffzellenfahrzeugen gerade bei niedrigen Fahrleistungen je Fahrzeug mit den höchsten Kosten verbunden ist. Im Schiffsverkehr scheint verflüssigtes PtG-CH<sub>4</sub> die kostengünstigste Option zu sein. Im Flugverkehr sind PtL-Kraftstoffe aufgrund der fehlenden technischen Alternativen die günstigste Option und im Schienenverkehr stellt eine weitere Elektrifizierung eine sinnvolle Option dar.

In der Analyse der Kostenstruktur ist zu erkennen, dass die Kosten für die Energieversorgung des Verkehrssektors und für die Fahrzeugherstellung die Gesamtkosten dominieren. Bei hohen Fahrleistungen je Fahrzeug (z. B. Straßenfernverkehr, Seeschifffahrt) gewinnen die Kosten der Energieversorgung noch stärker an Bedeutung. Der Umbau der Infrastruktur stellt dagegen eine eher kleine Größe im Vergleich zu den restlichen Kostenblöcken dar. Da die Infrastruktur bei wenigen Fahrzeugen aber nicht rentabel zu betreiben ist, erscheint eine staatliche Förderung für den Umbau der Infrastruktur sinnvoll. Ähnlich ist dies bei der Markteinführung neuer Antriebstechnologien und alternativer Kraftstoffe. Da diese gerade bei der Markteinführung mit hohen Kosten verbunden sind, ist eine regulative, aber auch marktfördernde Unterstützung neuer Energieversorgungsoptionen angemessen. Eine internationale Abstimmung der Energieversorgungsstrategie im Verkehrssektor erscheint notwendig, um das Risiko von irreversiblen Kosten (sunk costs) zu vermeiden.

## Abstract

The objective of this project is to compare different energy scenarios and options for a greenhouse-gas-neutral transport sector in 2050. This comparison will be used to provide recommendations for a long-term energy strategy of the transport sector. Energy supply costs, infrastructure costs and vehicle production costs will be compared in four different energy supply scenarios. Interactions with other energy sectors are not included in the analysis. Electrification of road transport in which the use of electricity is technologically possible is the most cost-efficient energy supply option; but systemic obstacles and low acceptance might impede broad market penetration of this technology. This study concludes that PtG-CH<sub>4</sub> and PtL have similar costs in road transport. PtG-H<sub>2</sub> and fuel cell vehicles appear to have higher costs, in particular with applications with low mileage per vehicle. Liquefied PtG-CH<sub>4</sub> seems to be the most cost-efficient energy supply option in shipping and PtL fuels are the favored option in aviation due to a lack of alternative technologies. Additional electrification is a reasonable option in rail transport.

The cost analysis in this report indicates that the cost for energy supply and the production of vehicles dominate the total cost of transforming the transport sector. The costs of energy supply gain relevance in long-distance transport applications (e.g. long-distance trucking or shipping). The cost for the adaption of the energy infrastructure is rather small compared to other cost factors. Public support for the adaption of infrastructure seems reasonable since the operation of the infrastructure is economically unprofitable with few vehicles during the market introduction phase. The case is simi-

---

lar for the market introduction of new drive technologies and alternative fuels. They are expensive to introduce on the market and might require regulative and market stimulation. International coordination of the energy supply strategies in the transport sector is required to reduce the risk of sunk costs.



---

## Inhaltsverzeichnis

1	Zielstellung und grundsätzliches Vorgehen.....	21
1.1	Szenarienvergleich.....	22
1.2	Methodik des Vorgehens .....	23
1.3	Methodik bei der Gesamtkostenrechnung .....	25
2	Verkehrs- und Energieversorgungsszenarien bis 2050.....	27
2.1	Szenarien für den Verkehrssektor .....	27
2.1.1	Entwicklung der Verkehrsleistung bis 2050 .....	27
2.1.2	Zulassungsentwicklung und Fahrzeugkonzepte alternativer Antriebstechnologien .....	29
2.1.3	Energieeffizienz und spezifische Kosten der Verkehrsträger .....	34
2.1.4	Endenergiebedarf des Verkehrs .....	40
2.2	Szenarien der Energieversorgung des Verkehrssektors .....	45
2.2.1	Entwicklung der Energieinfrastruktur des Verkehrssektors .....	45
2.2.2	Spezifische Kosten der Energieinfrastruktur des Verkehrssektors .....	55
2.2.3	Kosten der Energiebereitstellung.....	62
2.2.3.1	Pfade der Energiebereitstellung	62
2.2.3.2	Kostenannahmen für Kraftstoffpfade der fossilen Kraftstoffe	65
2.2.3.3	Kostenannahmen für Pfade der PtG/PtL Kraftstoffe	66
2.2.3.4	Kostenannahmen für die direkte Nutzung von elektrischem Strom	70
3	Gesamtkostenrechnung.....	72
3.1	Methodische Vorbemerkungen .....	72
3.2	Ergebnisse.....	73
3.2.1	Straßennahverkehr.....	74
3.2.2	Straßenfernverkehr .....	76
3.2.3	Linienbusse .....	77
3.2.4	Schiffsverkehr.....	79
3.2.5	Flugverkehr .....	81
4	Einordnung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen .....	82
4.1	Einordnung der Ergebnisse und Einschränkungen in der Betrachtung.....	82
4.2	Schlussfolgerungen der Kostenbetrachtung .....	83
4.2.1	Vergleich der Energieversorgungsoptionen .....	84
4.3	Abschließendes Fazit.....	86
I.	Abbildungsanhang.....	87

---

II.	Tabellenanhang .....	90
5	Literatur .....	122

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Verkehrsleistung im Personenverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	28
Abbildung 2-2:	Verkehrsleistung im Güterverkehr (ohne Seeschiffverkehr) - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	29
Abbildung 2-3:	Neuzulassungsstruktur für Pkw - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	31
Abbildung 2-4:	Eigenschaften neu zugelassener Pkw-mittel - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	36
Abbildung 2-5:	Eigenschaften neu zugelassener Fern-Lkw - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	37
Abbildung 2-6:	Endenergiebedarf im Verkehrssektor nach Kraftstoffen- Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	41
Abbildung 2-7:	Endenergiebedarf im Verkehrssektor nach Anwendungen - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	42
Abbildung 2-8:	Endenergiebedarf für die Anwendungen Straßennahverkehr, Entwicklung von 2010 bis 2050.....	43
Abbildung 2-9:	Endenergiebedarf für die Anwendungen Straßenfernverkehr, Entwicklung von 2010 bis 2050.....	44
Abbildung 2-10:	Anzahl Zapfsäulen für die Anwendungen Straßennahverkehr - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	48
Abbildung 2-11:	Anzahl Zapfsäulen für die Anwendungen Straßenfernverkehr - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	49
Abbildung 2-12:	Anzahl Zapfsäulen auf Betriebshöfen – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	50
Abbildung 2-13:	Anzahl Ladepunkte für die Anwendung Straßennahverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	51
Abbildung 2-14:	Bunkerschiffe für die Binnenschifffahrt – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	54
Abbildung 2-15:	Bunkerschiffe für die Seeschifffahrt – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	55
Abbildung 2-16:	Investitionskosten pro Tankstelle – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	58
Abbildung 2-17:	Kosten der Energiebereitstellung fossiler Energieträger bis zur Tankstelle - Entwicklung von 2010 bis 2050.....	66
Abbildung 2-18:	PtG- und PtL-Gestehungskosten - Entwicklung von 2020 bis 2050 .....	68
Abbildung 2-19:	Kosten der Energiebereitstellung von PtG/PtL-Kraftstoffen bis zur Tankstelle - Entwicklung von 2020 bis 2050.....	70

Abbildung 3-1:	Straßennahverkehr: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehrkosten) .....	74
Abbildung 3-2:	Straßennahverkehr: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario in Fünfjahresschritten (positiv: Mehrkosten) .....	75
Abbildung 3-3:	Straßenfernverkehr: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehrkosten) .....	76
Abbildung 3-4:	Straßenfernverkehr: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario in Fünfjahresschritten (positiv: Mehrkosten).....	77
Abbildung 3-5:	Linienbusse: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehr-, negativ: Minderkosten).....	78
Abbildung 3-6:	Linienbusse: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario in Fünfjahresschritten (positiv: Mehrkosten).....	79
Abbildung 3-7:	Binnenschifffahrt: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehrkosten) .....	80
Abbildung 3-8:	Seeschifffahrt: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehrkosten) .....	81
Abbildung I-1:	Aufbau (schematisch) einer Flüssigkraftstofftankstelle .....	87
Abbildung I-2:	Aufbau (schematisch) einer CH <sub>4</sub> -Tankstelle (gasförmige Betankung).....	87
Abbildung I-3:	Aufbau (schematisch) einer CH <sub>4</sub> -Tankstelle (flüssige Betankung) .....	88
Abbildung I-4:	Aufbau (schematisch) einer H <sub>2</sub> -Tankstelle (gasförmige und flüssige) Betankung .....	88
Abbildung I-5:	Ableitung der spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseuren – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	89
Abbildung I-6:	Ableitung der spezifischen Investitionskosten von Methanisierungsanlagen – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	89



---

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Im Straßenverkehr eingesetzte Fahrzeugtechnologien im Überblick.....	32
Tabelle 2-2:	Spezifische Kosten der Batteriesysteme von Straßenfahrzeugen in €/kWh .....	34
Tabelle 2-3:	Spezifische Kosten der Brennstoffzellensysteme in €/kW <sub>el</sub> .....	35
Tabelle 2-4:	Kostenminderungsfaktor aufgrund von Material- und Technologieverbesserungen und Standardisierung, Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	57
Tabelle 2-5:	Kostendegression aufgrund der Anzahl an umgerüsteten bzw. neu gebauten Zapfsäulen .....	57
Tabelle 2-6:	Kosten der Ladeinfrastruktur in den Jahren 2010 und 2050 .....	60
Tabelle 2-7:	Investitionskosten von Bunkerschiffen in € - konstant von 2010 bis 2050.....	62
Tabelle 2-8:	Überblick über Bereitstellungspfade der Energie im Verkehrssektor .....	64
Tabelle 2-9:	Eigenschaften der Standorte zur PtG/PtL-Produktion .....	67
Tabelle 2-10:	Annahmen zu den Stromkosten des Verkehrssektors, Entwicklung von 2010 bis 2050.....	71
Tabelle II-1:	Verkehrsleistung im Personenverkehr in Mrd. Pkm – Entwicklung 2010 bis 2050 .....	90
Tabelle II-2:	Verkehrsleistung im Güterverkehr (ohne Seeschiffverkehr) in Mrd. Tkm – Entwicklung 2010 bis 2050 .....	90
Tabelle II-3:	Neuzulassungsstruktur für Pkw – Entwicklung 2010 bis 2050 .....	91
Tabelle II-4:	Neuzulassungsstruktur für Fern-Lkw – Entwicklung 2010 bis 2050 .....	92
Tabelle II-5:	Anteile an Verkehrsleistung in der Seeschifffahrt – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	93
Tabelle II-6:	Anteile an Verkehrsleistung in der Binnenschifffahrt – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	93
Tabelle II-7:	Eigenschaften neu zugelassener Pkw-mittel – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	94
Tabelle II-8:	Eigenschaften neu zugelassener Fern-Lkw - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	94
Tabelle II-9:	Eigenschaften neu zugelassener Linienbusse - Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	95
Tabelle II-10:	Endenergiebedarf im Verkehrssektor nach Kraftstoffen in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	96

Tabelle II-11:	Endenergiebedarf im Verkehrssektor nach Anwendungen in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	97
Tabelle II-12:	Endenergiebedarf für die Anwendung Straßennahverkehr in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	98
Tabelle II-13:	Endenergiebedarf für die Anwendung Straßenfernverkehr in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	99
Tabelle II-14:	Endenergiebedarf für Linienbusse in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	100
Tabelle II-15:	Endenergiebedarf für die Schifffahrt in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	101
Tabelle II-16:	Endenergiebedarf für den Flugverkehr in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	102
Tabelle II-17:	Anzahl Zapfsäulen für die Anwendungen Straßennahverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	103
Tabelle II-18:	Anzahl Zapfsäulen für die Anwendungen Straßenfernverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	104
Tabelle II-19:	Anzahl Zapfsäulen auf Betriebshöfen – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	105
Tabelle II-20:	Annahmen für die Herleitung der Zahl der Ladepunkte im öffentlichen Raum .....	105
Tabelle II-21:	Anzahl Ladepunkte für die Anwendung Straßennahverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	106
Tabelle II-22:	Betankungs- und Beladungsinfrastruktur Linienbusse – Entwicklung von 2010 bis 2050.....	107
Tabelle II-23:	Bunkerschiffe für die Schifffahrt - Entwicklung von 2010 bis 2050.....	108
Tabelle II-24:	Investitionskosten je Tankstelle in € – Entwicklung von 2010 bis 2050 .....	109
Tabelle II-25:	Kosten der Energiebereitstellung fossiler Energieträger bis zur Tankstelle – Entwicklung von 2010 bis 2050 [€/ct / kWh].....	110
Tabelle II-26_	Investitionskosten für Elektrolyse und Methanisierung von 2010 bis 2050.....	110
Tabelle II-27:	Gestehungskosten der strombasierten Kraftstoffe – Entwicklung von 2020 bis 2050 in €/ct/kWh .....	110
Tabelle II-28:	Kosten der Energiebereitstellung strombasierter Energieträger bis zur Tankstelle –Entwicklung von 2010 bis 2050 in €/ct / kWh .....	111
Tabelle II-29:	Differenzkosten von Szenario Fl+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßennahverkehr .....	112
Tabelle II-30:	Differenzkosten von Szenario E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßennahverkehr .....	112

Tabelle II-31:	Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßennahverkehr .....	113
Tabelle II-32:	Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßennahverkehr.....	113
Tabelle II-33:	Differenzkosten von Szenario Fl+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßenfernverkehr .....	114
Tabelle II-34:	Differenzkosten von Szenario E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßenfernverkehr .....	114
Tabelle II-35:	Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßenfernverkehr.....	115
Tabelle II-36:	Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßenfernverkehr .....	115
Tabelle II-37:	Differenzkosten von Szenario Fl+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Linienbus .....	116
Tabelle II-38:	Differenzkosten von Szenario E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Linienbus .....	116
Tabelle II-39:	Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Linienbus .....	117
Tabelle II-40:	Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Linienbus.....	117
Tabelle II-41:	Differenzkosten von Szenario Fl+ und E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Binnenschifffahrt.....	118
Tabelle II-42:	Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Binnenschifffahrt.....	118
Tabelle II-43:	Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Binnenschifffahrt .....	119
Tabelle II-44:	Differenzkosten von Szenario Fl+ und E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Seeschifffahrt.....	119
Tabelle II-45:	Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Seeschifffahrt.....	120
Tabelle II-46:	Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Seeschifffahrt .....	120
Tabelle II-47:	Differenzkosten von Szenario Fl+, E+, CH4+ und H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Flug.....	121

## Abkürzungsverzeichnis

ADAC	Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V.
AfA	Absetzung für Abnutzung
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BEV 150	Batterieelektrisches Fahrzeug (Reichweite: 150 km)
BEV 300	Batterieelektrisches Fahrzeug (Reichweite: 300 km)
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EV	Elektrisches Fahrzeug (Electric Vehicle)
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug (Fuel Cell Electric Vehicle)
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
ICEV	Verbrennungsmotorisches Fahrzeug (Internal Combustion Engine Vehicle)
ICEV-B	Verbrennungsmotorisches Fahrzeug (Benzin)
ICEV-CH <sub>4</sub>	Verbrennungsmotorisches Fahrzeug (Methan)
ICEV-D	Verbrennungsmotorisches Fahrzeug (Diesel)
ICEV-H <sub>2</sub>	Verbrennungsmotorisches Fahrzeug (Wasserstoff)
KiD	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
LNG	Verflüssigtes Erdgas (Liquid Natural Gas)
LOHC	Flüssige, organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carrier)
MDO	Marinedieselloil (Marine Diesel Oil)
MFO	Schweröl (Marine Fuel Oil)
Mio.	Mio.
MIV	Motorisierter Individualverkehr
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NTP	Normalbedingungen (Normal Temperature and Pressure)
OC-GIV	Oberleitungs-Lkw (Overhead Catenary Grid-Integrated Vehicle)
PHEV	Plug-In-Hybrid-Fahrzeug (Plug-In Hybrid Electric Vehicle)
Pkw	Personenkraftwagen
PtG-CH <sub>4</sub>	Strombasiertes synthetisches Methan (Power-to-Gas Methan)
PtG-H <sub>2</sub>	Strombasierter synthetischer Wasserstoff (Power-to-Gas Wasserstoff)
PtL	Strombasierter Flüssigkraftstoff (Power-to-Liquid Kraftstoff)

---

REEV	Elektrofahrzeug mit Reichweitenerweiterung (Range Extended Electric Vehicle)
SNG	Synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas)
SSU	S-Bahn, Straßenbahn und U-Bahn
TEU	Twenty-foot Equivalent Unit
THG	Treibhausgas
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VLS	Volllaststunden
VP	Verkehrsverflechtungsprognose
zGG	zulässiges Gesamtgewicht

---

## Zusammenfassung

Ziel dieses Vorhabens ist es, verschiedene Energieszenarien und -optionen für einen im Jahr 2050 treibhausgasneutralen Verkehrssektor zu vergleichen, um daraus Handlungsempfehlungen für eine langfristige Energieversorgungsstrategie im Verkehr abzuleiten. Dafür werden in diesem Vorhaben Verkehrs- und Energieszenarien – d. h. Szenarien zu den Antriebs- und zu Kraftstoffoptionen – und der dafür benötigten Tank- und Ladeinfrastruktur hergeleitet, um einen Vergleich der gesellschaftlichen Kosten (Kraftstoffherstellung, Lade- und Tankinfrastruktur und Fahrzeugherstellung) zwischen den verschiedenen Energieversorgungsstrategien zu ermöglichen. Wechselwirkungen mit den anderen Sektoren und daraus entstehende Vor- und Nachteile im Energiesystem sind dabei nicht berücksichtigt. Neben der Option des erneuerbaren Stroms sind die strombasierten Kraftstoffe PtG-H<sub>2</sub>, PtG-CH<sub>4</sub> und PtL auf Basis erneuerbaren Stroms und CO<sub>2</sub> aus der Luft als mögliche Energieversorgungsoptionen mit aufgenommen. Bei der Betrachtung der verschiedenen Möglichkeiten wird dabei jeweils von einer globalen Marktdurchdringung der alternativen Technologien ausgegangen, so dass heute mit hohen Kosten verbundene Technologien im Verlauf der Einführung eine starke Kostendegression erleben.

In der Betrachtung der volkswirtschaftlichen Kosten zeigt sich, dass im Straßenverkehr, in dem die Stromnutzung über batterieelektrische und oberleitungsgebundene Fahrzeuge möglich ist, diese über den Zeitverlauf von 2010 bis 2050 und im Jahr 2050 selbst mit den niedrigsten Kosten verbunden ist und die direkte Nutzung von Strom die präferierte Energieversorgungsoption darstellt. Die Transformation von einem mineralölbasierten zu einem vor allem direkt strombasierten Energieversorgungssystem wäre allerdings infrastrukturseitig mit einem hohen politischen Abstimmungsaufwand und einer einheitlichen Vision für die Entwicklung des Straßenverkehrs in Europa verbunden. Gerade im motorisierten Individualverkehr (MIV) wäre teilweise auch ein anderes Verständnis der Fahrzeugnutzer in Bezug auf die Reichweite der Fahrzeuge und der Beladungsdauer der elektrischen Fahrzeuge eine Voraussetzung für eine besonders breite Marktdurchdringung der elektrischen Fahrzeuge.

Die übrigen untersuchten Energieversorgungsoptionen PtG-CH<sub>4</sub>, PtG-H<sub>2</sub> und PtL besitzen unterschiedliche Vor- und Nachteile, sind im Vergleich zur Stromnutzung unter den getroffenen Annahmen aber deutlich teurer und zeigen bei der Fahrzeugnutzung mit hohen Fahrleistungen (Straßenfernverkehr und Linienbusse) ähnliche Gesamtkosten im Jahr 2050 auf; für den gesamten Zeitraum der Betrachtung von 2010 bis 2050 ist die Transformation zu einer Energieversorgung mit H<sub>2</sub> allerdings mit höheren Kosten verbunden. Gerade zu Beginn der Einführung sind die konventionellen -Antriebe aufgrund der schon vorhandenen Infrastruktur und Fahrzeugkosten günstiger. Im Straßenpersonenverkehr mit geringeren Fahrleistungen besitzt ein System mit Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) sogar im Jahr 2050 erhebliche Mehrkosten, da die Fahrzeuganschaffungskosten an Bedeutung in der Kostenrechnung gewinnen und FCEV mit deutlich höheren Kosten verbunden sind als die übrigen Technologien. Die für die FCEV angenommene Kostendegression setzt allerdings eine breite Marktdurchdringung der Technologie voraus, so dass sie – wenn sie im Straßenpersonenverkehr nicht die präferierte Energieversorgungsoption darstellt und sich in diesem Segment nicht durchsetzt – auch im Straßenfernverkehr höhere Kosten besitzen könnte und somit für den Straßenverkehr als ungünstigste Option eingeschätzt wird.

In den übrigen Anwendungssegmenten des Verkehrs ist der Einsatz von Strom keine realistische Option. Im Schiffsverkehr dominieren bei einer Transformation zu einem treibhausgasneutralen Verkehr die Kosten der Energiebereitstellung, d. h. die Gesteungskosten der strombasierten Kraftstoffe. Da diese bei PtG-CH<sub>4</sub> inklusive der Verflüssigung am günstigsten sind, erscheint eine Umstellung auf eine CH<sub>4</sub>-basierte Energieversorgung sinnvoll zu sein. Weltweit ist zudem bereits heute ein Trend zur

---

Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG) im Seeschiffverkehr zu erkennen, da die Nutzung von LNG die Einhaltung von Grenzwerten in küstennahen Emissionsschutzzonen erlaubt und der Einsatz nahe der Wirtschaftlichkeit ist. Bei einer Umstellung auf ein CH<sub>4</sub>-basiertes Energiesystem im Schiffverkehr müsste dies allerdings möglichst in globaler Abstimmung geschehen, um die weltweiten Verkehrsströme zu ermöglichen und den Schiffseinsatz möglichst flexibel zu halten.

Im Flugverkehr sind Flüssigkraftstoffe die einzige Energieversorgungsoption, so dass PtL-Kraftstoffe bei einer vollständigen Dekarbonisierung<sup>1</sup> des Verkehrssektors als Energieversorgungsoption gesehen werden. Der Flug- und Schiffsverkehr ist in den erstellten Szenarien von einem starken Anstieg der Verkehrsleistung geprägt; zudem ist die Kombination aus effizientem Elektromotor mit erneuerbar hergestelltem Strom keine Anwendungsoption. Daraus folgt, dass die gesellschaftlichen Mehrkosten für eine Dekarbonisierung im Vergleich zu den Kosten im Straßenverkehr relativ hoch ausfallen. Gerade in diesen Anwendungen ist daher eine Strategie, die den Anstieg der Verkehrsleistung begrenzt, notwendig, um auch die THG-Wirkung der Verbrennungsprodukte in höheren Luftschichten zu begrenzen.

In der Gesamtkostenbetrachtung für die Transformation zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung des Verkehrs wird auch deutlich, dass die Kosten vor allem bei den Energiekosten und bei der Fahrzeuganschaffung anfallen. Dabei gewinnen die Energiekosten an Bedeutung, je höher die Nutzung und die zurückgelegten Wegstrecken pro Fahrzeug ausfallen. Die Anpassung der verkehrsseitigen Infrastruktur spielt aus Sicht der gesellschaftlichen Kosten eine untergeordnete Rolle, ist aber entscheidend für die Akzeptanz neuer Technologien. Ein betriebswirtschaftlicher Betrieb einer Infrastruktur für neue Energieträger scheint gerade in der Markteinführungsphase mit wenigen Fahrzeugen, die neue Antriebskonzepte nutzen, nicht gegeben, so dass eine politische Unterstützung in diesem Bereich notwendig erscheint. Die politische Rahmensetzung muss also berücksichtigen, dass kurzfristig höhere Kosten und Ausgaben den Transformationspfad zu der insgesamt kostengünstigsten Lösung erst ermöglichen.

Offensichtlich ist in der Kostenrechnung auch, dass alle alternativen Technologien – ob neue Antriebskonzepte oder alternative Kraftstoffe – in der Einführungsphase mit hohen Kosten verbunden sind und für die Markteinführung regulative und marktfördernde Unterstützung benötigen. Am Beispiel der Elektromobilität im MIV zeigt sich sogar, dass langfristig für den gesamten Zeitverlauf von 2010 bis 2050 die kostengünstigste Energieversorgungsoption in ihrer Einführungsphase kurzfristig die teuerste Option sein kann. Wichtig ist dabei die internationale Abstimmung der Energieversorgungsstrategie, um das Risiko von irreversiblen Kosten in Infrastruktur (sunk costs) zu reduzieren. Die hinterlegten Kostendegressionen sind nämlich nur bei einer globalen Marktdurchdringung zu erreichen.

Die Kostenrechnung zeigt zudem auch, dass eine Dekarbonisierung des Verkehrs in allen untersuchten Varianten unter den gesetzten Bilanzgrenzen zu Mehrkosten im Vergleich zur Energieversorgung mit fossilen Kraftstoffen führt. Dies ist offensichtlich, da neue Antriebskonzepte und alternative Kraftstoffe höhere Kosten besitzen und der Aufbau neuer Infrastrukturen mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Vermutlich kostengünstige Optionen der Treibhausgasvermeidung wie Verkehrsverlagerungs- und Verkehrsvermeidungsstrategien werden für den Vergleich der Energieversorgungsoptionen nicht berücksichtigt und könnten die im Verkehrssektor aufzubringenden Kosten für eine Dekarbonisierung verringern. Im Vergleich zu einer Energieversorgung des Verkehrssektors mit fossilen Kraftstoffen verringert sich in den treibhausgasneutralen Energieversorgungsszenarien aber auch der

<sup>1</sup> Dekarbonisierung: Bilanzielle Kohlenstoffneutralität der im Verkehrssektor eingesetzten Energieträger

---

Ausstoß der Treibhausgase und von Luftschadstoffen. Die gezeigten Mehrkosten für die Dekarbonisierung müssen also in diesem Kontext betrachtet werden, da in anderen Bereichen gesellschaftliche Kosten durch die Abschwächung der Klimaerwärmung und die geringeren Folgeeffekte von Luftschadstoffen, die in diesem Vorhaben nicht Teil der Betrachtung sind, vermieden werden.



---

## Summary

The objective of this project is to compare different energy scenarios and options of a greenhouse-gas-neutral transport sector in 2050. This comparison will be used to provide recommendations for a long-term energy strategy of the transport sector. For this, transport and energy scenarios – i.e. scenarios for the drive system and fuel options – are derived as well as scenarios of the fueling and charging infrastructure requirements. These scenarios are then used to compare the total costs (fuel production, fueling and charging infrastructure, vehicle production) of the different energy strategies. Interactions with other sectors and the consequent advantages and disadvantages for the energy system are not part of the study. Renewable electricity and the fuels PtG-H<sub>2</sub>, PtG-CH<sub>4</sub> and PtL offer alternative options for energy supply. Such alternative technologies, which we assume to be based on renewable electricity and CO<sub>2</sub> from air, entail high costs nowadays. As we assume a global market penetration of these different potential alternatives, the costs should drop heavily over time due to increasing market penetration.

Electrification compared to other energy supply options for road transport is the cheapest option for the complete period of 2010 to 2050 and in 2050 as well. Thus, the direct use of electricity is the preferred energy option for road transport. However, transforming transport from crude-oil-based to an electricity-based energy system in road transport would require considerable political effort to coordinate the changeover of infrastructure and a consistent vision of the road transport systems in Europe. Additionally, broad market penetration of electric vehicles in motorized individual transport would require that car users adjust their views and expectations for travel distances and vehicle charging times.

The other revised energy options, such as PtG-CH<sub>4</sub>, PtG-H<sub>2</sub> and PtL, have different advantages and disadvantages. Under the conditions of this study, however, they are significantly more expensive compared to using electricity. For long-distance transport, such as cargo trucks and public bus services, these options have similar total costs in 2050; for the total period from 2010 to 2050, the transformation to H<sub>2</sub> is more expensive than the other options. Especially at the beginning of market introduction, conventional drive technologies are favored due to the existing infrastructure and the lower vehicle production cost. A system with fuel cell vehicles has significantly higher total costs for road passenger transport. The vehicle production cost gain due to the shorter distances that passenger cars travel and the high cost per fuel cell vehicle. However, the applied cost decrease to fuel cell vehicles assumes broad market penetration of the technology. This might in turn lead to higher costs for long-distance applications if fuel cell vehicles only achieve low market penetration in the car segment and do not become the preferred energy option for passenger transport. Because of these risks, H<sub>2</sub> appears to be the least favored energy option for road transport.

Using electricity is not a realistic option for the remaining segments of the transport sector. The cost of energy supply dominates the total cost calculation when transforming the shipping sector, i.e. the production costs of the power-based fuels are decisive. A switch to PtG-CH<sub>4</sub> seems to be reasonable, as the production of PtG-CH<sub>4</sub> and the following liquefaction is the least expensive energy option. There is also already a trend to liquefied natural gas since its use allows ships to meet the emission standards in emission control areas and it is close to economic efficiency. A switch to a shipping sector based on CH<sub>4</sub> would also require worldwide coordination to make the global transport system routes possible and keep the ship use flexible.

Liquid fuels are the exclusive energy option in aviation. Thus, PtL fuels are an energy supply option for complete decarbonization in the transport sector. For this report's scenario calculations, both the aviation and shipping transport segments are characterized by a strong increase in transport volumes. The combination of renewable electricity and efficient electric engines in these applications is

---

not available. As a result, the total cost for shipping and aviation decarbonization is rather high compared to road transport. A strategy to limit the increase in transport volume is required especially in these segments, in particular for aviation because combustion in high atmospheric layers has an additionally strong greenhouse gas impact.

In calculating the total cost to transform the transport sector into greenhouse gas neutral, it becomes clear that the highest costs occur in energy supply and vehicle production. Energy supply costs become more critical the longer the distance that the vehicle is used. Technological adaptation of the traffic energy supply infrastructure is rather secondary with regard to the total cost; however, rolling out this energy infrastructure is important for accepting new technologies. An economically profitable operation of the required infrastructure for charging and fueling vehicles with new drive technologies is not probable in the market introduction phase with few vehicles. Political support for the development of this infrastructure appears to be required. Hence, it has to be considered that higher costs and expenses in the short term might enable the development of the least expensive long transformation pathway.

The total cost calculation clearly shows that all alternative technologies – whether new drive technologies or alternative fuels – have high costs during the market introduction phase. Consequently, they require stimulation through regulation and market support during their market introduction. The example of electromobility in motorized individual transport makes it clear that the most cost-effective energy supply option of the period from 2010 to 2050 might be a very expensive option during the market introduction phase of the new technologies. However, international coordination of the energy supply strategy is important to reduce the risk of sunk costs in infrastructure, since the applied cost decrease will only be achievable with global market penetration of the technologies.

All analyzed decarbonization scenarios of the transport sector show additional costs within the scope of the study in comparison to the energy supply with fossil fuels. This result is predictable, since new drive technologies and alternative fuels have higher costs and the development of a new supply infrastructure is linked to additional costs. Presumably cost-effective options of greenhouse gas mitigation, such as modal-shift and traffic avoidance strategies have not been considered in this study. Indeed, they might reduce the total cost of decarbonizing the transport sector. Compared to a transport sector supplied by fossil fuels, the alternative transport fuels in the analyzed scenarios produce no greenhouse gases and less air-pollutant emissions. Thus, the additional costs of the decarbonization strategies have to be evaluated in this context; the cost in other societal areas is reduced due to a smaller climate change impact and the reduced follow-up effects of air pollutants. These costs have, however, not been calculated within the scope of this study.

---

## 1 Zielstellung und grundsätzliches Vorgehen

Trotz der Zielsetzung, den anthropogenen Klimawandel möglichst abzuschwächen und die Treibhausgas-Emissionen (kurz: THG-Emissionen) zu reduzieren, trägt der Verkehrssektor weiterhin relevant zum THG-Ausstoß und Energieverbrauch in Deutschland bei. Im Jahr 2011 fallen 20 % der THG-Emissionen in Deutschland dem Verkehrssektor zu (UBA 2013a; UBA 2013b); am Endenergieverbrauch ist der Verkehrssektor sogar zu mehr als 31 % beteiligt (UBA 2013a; UBA 2013b). Demgegenüber steht das Ziel der Bundesregierung, die THG-Emissionen sektorübergreifend bis 2050 zwischen 80 und 95 % gegenüber 1990 zu verringern; für den Verkehrssektor hat sie sich das langfristige Ziel einer Minderung des Endenergieverbrauchs um 40 % im Jahr 2050 gegenüber 2005 gesetzt. Mit einer Reduktion der THG-Emissionen um 2,8 % (2011) gegenüber 1990 und einer Reduktion des Endenergiebedarfs um 1,3 % (2011) gegenüber 2005 ist der Verkehrssektor in Deutschland aktuell weit davon entfernt, die von der Bundesregierung gesetzten Ziele zu erreichen.

Setzt man sich das obere Ziel der Bundesregierung einer 95 %igen THG-Minderung bis 2050, muss der Verkehrssektor über dieses sektorübergreifend formulierte Ziel hinaus zum Klimaschutz beitragen. In der Studie *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050* hat das Umweltbundesamt gezeigt, wie eine THG-neutrale Gesellschaft aussehen kann (UBA 2014). Für den Verkehrssektor bedeutet das, dass aufgrund nicht vermeidbarer THG-Emissionen anderer Sektoren eine vollständige Dekarbonisierung hin zu einer THG-Neutralität<sup>2</sup> des Verkehrssektors stattfinden muss. Im Einklang mit UBA (2014) wird in diesem Vorhaben somit die vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors als Zielgröße für das Jahr 2050 definiert, die somit für alle in dem Vorhaben entwickelten Szenarien gesetzt ist. Die durch die Verbrennung in hohen Luftschichten auftretenden zusätzlichen THG-Effekte der Luftfahrt sorgen allerdings dafür, dass der Verkehrssektor in diesem Fall nicht als vollkommen treibhausgasneutral bezeichnet werden kann.

Im Verkehrssektor ist bisher keine einheitliche Strategie zur Zielerreichung zu erkennen. Verschiedene Antriebskonzepte mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen erlauben den Einsatz verschiedener Arten von Energieträgern. Neben den zurzeit dominierenden Flüssigkraftstoffen kommen elektrischer Strom, Methan und Wasserstoff als potenziell THG-freie Energieträger für den Verkehrssektor in Frage, wenn diese aus erneuerbaren Energien hergestellt werden. Somit ergibt sich eine Vielzahl von unterschiedlichen THG-Minderungsstrategien im Verkehrssektor, die sich zusätzlich für die verschiedenen verkehrlichen Anwendungen im Personen- und Gütertransport unterscheiden können.

Das Ziel des Vorhabens ist es, diese verschiedenen Optionen für die unterschiedlichen Anwendungen miteinander zu vergleichen und daraus stringente Strategien und Handlungsempfehlungen abzuleiten. Dies geschieht hauptsächlich über Kostenvergleiche der Vermeidungsstrategien. Oft wird für verschiedene Minderungsstrategien nur ein Zielzeitpunkt in der Zukunft (z. B. 2030 oder 2050) miteinander verglichen. Auch werden die dafür benötigten Veränderungen der Energieinfrastruktur in den Betrachtungen häufig vernachlässigt. Aus diesem Grund werden die beiden genannten Aspekte, die zeitliche Entwicklung der volkswirtschaftlichen Kosten (Kraftstoffherstellung, Fahrzeugherstellung und Lade- und Tankinfrastruktur) bis zum Jahr 2050 und die benötigten Kosten für den Aufbau der verkehrsseitigen Energieinfrastruktur, in die Ableitung der Handlungsempfehlungen aufgenommen.

<sup>2</sup> THG-Neutralität: Die THG-Neutralität ist umfassender als die Dekarbonisierung, da es auch die Nicht-CO<sub>2</sub>-Effekte (z. B. im Luftverkehr) umfasst.

---

Weitere Vermeidungsstrategien im Verkehrssektor mit möglicherweise geringen Gesamtkosten wie eine weitergehende Verkehrsvermeidung und eine stärkere Verlagerung auf umweltfreundliche und energieeffiziente Verkehrsträger werden in diesem Vorhaben nicht näher untersucht, auch wenn sie für einen umweltverträglichen Verkehr von besonderer Bedeutung sein und den Energiebedarf im Verkehr reduzieren können. Solche Aspekte werden unter anderem in einem zeitlich zum Teil parallel laufenden Vorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes vertieft untersucht<sup>3</sup>. Das hier beschriebene Vorhaben dient vor allem dazu, die technischen Optionen bei einer vorgegebenen Verkehrsleistung unter Kostengesichtspunkten miteinander zu vergleichen und daraus Handlungsempfehlungen für eine Energieversorgungsstrategie abzuleiten.

## 1.1 Szenarienvergleich

Für Deutschland wurden in den letzten Jahren eine Vielzahl verschiedener Klimaschutzszenarien mit Zieljahr 2050 entwickelt, in denen auch der Verkehr adressiert wurde (Nitsch et al. 2010; Repenning et al. 2014; UBA 2014; Schlesinger et al. 2014). Diesen Szenarien ist gemeinsam, dass der Endenergieverbrauch des Verkehrs inklusive des Luftverkehrs bis 2050 selbst mit weitreichenden Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung, Verkehrsverlagerung und Optimierung der Energieeffizienz der Verkehrsmittel lediglich um rund 40 bis 50 % gegenüber 2005 sinkt. Oder anders formuliert: Vermeiden, Verlagern und Verbessern ermöglicht bis zum Jahr 2050 eine Senkung des Endenergieverbrauchs und damit auch der Treibhausgasemissionen von rund 50 %. Soll der Verkehr bis 2050 dekarbonisiert sein, ist dies nur durch eine treibhausgasneutrale, regenerative Energieversorgung des Verkehrs möglich. Neben einer Verkehrswende ist somit auch eine Energiewende im Verkehr zwingend notwendig. Hierauf fokussiert die vorliegende Studie.

Weiterhin zeigt der Vergleich, dass insbesondere in den Klimaschutzszenarien eine Vielzahl unterschiedlichster Energieträger für den Verkehr zum Einsatz kommt. Da mit Ausnahme der Studie des Umweltbundesamts zur THG-neutralen Gesellschaft in Deutschland (UBA 2014) kein Szenario die vollständige Dekarbonisierung des Verkehrs zum Ziel gesetzt hat, kommen neben konventionellen Kraftstoffen oftmals auch erhebliche Mengen an Biokraftstoffen zum Einsatz. Nachhaltig, aus Restholz oder -stroh produzierte Biokraftstoffe der 2. Generationen werden zukünftig zwar energiebezogene THG-Minderungen zwischen 80 und 90 % ermöglichen (Schmied et al. 2014). Eine vollständige Dekarbonisierung des Verkehrs ist mit diesen Kraftstoffen somit nicht machbar.

Sie stellen aber für einen THG-neutralen Verkehr im Jahr 2050 auch aus einem weiteren Grund keine echte Option dar: Eine Analyse verschiedener globaler Szenarien zeigt (IEA ETP 2012; IEA 2009; ITF 2012; ITF 2011), dass der Endenergieverbrauch des Verkehrs einschließlich Luft- und Seeverkehr – je nach unterstellten Minderungsmaßnahmen - im Jahr 2050 zwischen 100 und 175 EJ liegen wird. Gleichzeitig werden im Jahr 2050 im günstigsten Fall maximal 20 EJ Biokraftstoffe der 2. Generation für den Verkehr zur Verfügung stehen. Je nach Entwicklung des Verkehrs könnten im Jahr 2050 grob zwischen 10 und 20 % der Gesamtenergiemengen mit Biokraftstoffen abgedeckt werden (Schmied et al. 2014). Dies zeigt, dass Biokraftstoffe neben zu geringer THG-Minderung auch ein zu geringes Mengenpotential besitzen.

<sup>3</sup> „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs im Kontext des Energiekonzeptes der Bundesregierung bis 2050“ (FKZ: 371245100).

---

Diese Studie fokussiert daher ausschließlich auf folgende „postfossile“ Energieversorgungsoptionen, die den Verkehr THG-neutral versorgen könnten und ein höheres Mengenpotenzial besitzen als Biokraftstoffe:

- ▶ direkte Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom in batterieelektrischen oder oberleitungsgebundenen Fahrzeugen,
- ▶ Nutzung von stromgenerierten Kraftstoffen wie Power-to-Gas (z. B. PtG-H<sub>2</sub> und PtG-CH<sub>4</sub>) sowie Power-to-Liquid (PtL), die ausschließlich mittels erneuerbarem Strom hergestellt werden.

## 1.2 Methodik des Vorgehens

In Abschnitt 1.1 wird deutlich, dass grundsätzlich vier Energieträger die Transformation von einem mineralölbasierten Verkehrssektor, in dem vor allem Flüssigkraftstoffe mit ihrer hohen volumetrischen Energiedichte zum Einsatz kommen, die THG-Neutralität des Sektors ermöglichen können. Bei der Verwendung von THG-freien Flüssigkraftstoffen (z. B. PtL-Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom) besteht im Verkehrssektor der geringste Transformationsbedarf, da alleine die Energiebereitstellung umgestellt werden müsste.

Bei der Umstellung auf Methan als THG-freien Energieträger (z. B. PtG-CH<sub>4</sub>) kann mit kleineren Anpassungen weiter das Konzept des Verbrennungsmotors eingesetzt werden. Infrastruktureitig müsste zumindest eine Tankinfrastruktur aufgebaut werden, die heute noch nicht existiert.

Für den Einsatz von THG-freiem H<sub>2</sub> aus Strom (PtG-H<sub>2</sub> aus erneuerbarem Strom) spricht der im Vergleich zum Verbrennungsmotor höhere Wirkungsgrad der Brennstoffzelle. Da H<sub>2</sub> bisher nur als Einsatzstoff in wenigen industriellen Prozessen genutzt wird, würde die Transformation des Verkehrssektors den Aufbau einer Verteil- und einer Tankstelleninfrastruktur umfassen.

Schlussendlich kann auch erneuerbarer elektrischer Strom im Verkehrssektor als Antriebsenergie eingesetzt werden. Der Vorteil, elektrische Energie für den Antrieb zu nutzen, liegt vor allem im hohen Wirkungsgrad der Elektromotoren. Bei einer Transformation zu einem strombasierten Verkehrssektor wäre zudem ein erheblicher Infrastrukturaufwand vonnöten. Wie bei den Gasen CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> ist der Einsatz von Strom wegen technischer Restriktionen im Rahmen des Betrachtungszeitraumes der Studie nicht für alle verkehrlichen Anwendungen wahrscheinlich, so dass die heute alternativen Energieträger aller Voraussicht nach nicht vollständig Flüssigkraftstoffe im Verkehrssektor ersetzen können.

Für den Vergleich der verschiedenen genannten Optionen, THG-Neutralität im Verkehrssektor zu erreichen, wird in diesem Vorhaben darauf zurückgegriffen, Szenarien bis zum Jahr 2050 für die verschiedenen Energieversorgungsstrategien zu entwickeln und diese dann miteinander zu vergleichen. Aufgrund technischer Restriktionen<sup>4</sup> oder Erkenntnissen aus vorherigen Vorhaben zu Kosten und Effizienzvorteilen gewisser Energieträger bei bestimmten verkehrlichen Anwendungen<sup>5</sup>, werden einige Entwicklungen bereits ohne eine Analyse der Kostenstrukturen als "gesetzt" angenommen. Daraus folgt, dass im Jahr 2050 in allen Szenarien mehrere Energieträger eingesetzt werden. In den vier Szenarien, die im Folgenden vorgestellt und für den Vergleich der verschiedenen Handlungsstrategien herangezogen werden, ist allerdings jeweils ein Energieträger schwerpunktmäßig und so stark wie möglich berücksichtigt:

<sup>4</sup> Bsp.: Im Flugverkehr ist auch im Jahr 2050 von Flüssigkraftstoff als dominierendem Kraftstoff auszugehen.

<sup>5</sup> Bsp.: Im Straßenpersonenverkehr ist davon auszugehen, dass Elektromobilität die effizienteste Variante der THG-Neutralität darstellt (Schmied et al. 2014).



- ▶ Szenario Fl+: PtL-Flüssigkraftstoffe als zentrale THG-freie Energieträgeroption
- ▶ Szenario E+: Elektrische Energie als zentrale THG-freie Energieträgeroption
- ▶ Szenario CH<sub>4</sub>+: PtG-CH<sub>4</sub> als zentrale THG-freie Energieträgeroption
- ▶ Szenario H<sub>2</sub>+: PtG-H<sub>2</sub> als zentrale THG-freie Energieträgeroption.

Die Grundlage der Verkehrs- und Energieträgerszenarien, die für den Vergleich der THG-Minderungsstrategien herangezogen werden, sind zum Großteil Bausteine bestehender Szenarien. Daher sind in den Szenarien keine Wechselwirkungen verschiedener Markt- und Kostenentwicklungen mit der Verkehrs- und Energienachfrage abgebildet. Zwischen den Szenarien sind daher keine Unterschiede in

- ▶ der Verkehrsleistung der einzelnen Verkehrsträger,
- ▶ der Anzahl der Neuzulassungen und des Bestands der Fahrzeuge,
- ▶ der Effizienzentwicklung der einzelnen Technologien,
- ▶ der Tankstellenzahl,
- ▶ der Kostenentwicklung der einzelnen Technologien und der Energieträger

angenommen. Dieses Vorgehen rührt aus der Überlegung, die Szenarien vergleichbar zu halten und verschiedene Effekte nicht durch die Darstellung zu vieler Details zu überlappen. Gerade bei der Entwicklung der Kosten und der Effizienz ist dieses Vorgehen auch damit zu rechtfertigen, dass diese Parameter nicht alleine durch die Entwicklung in Deutschland, sondern durch die globale Nachfrage beeinflusst werden. Allen Technologien ist – wenn sie nicht bereits aktuell eine dominante und weit verbreitete Stellung im Verkehrssektor einnehmen – eine starke Kostendegression aufgrund der technischen Weiterentwicklung und höheren Stückzahlen zugrunde gelegt.

Die Unterschiede in den Szenarien ergeben sich daher alleine dadurch, dass unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen, die auch unterschiedliche Entwicklungen in der Energieinfrastruktur und beim Energieträgereinsatz mit sich bringen. In der Ableitung der Szenarien wird keine Kostenoptimierung bis zum Jahr 2050 vorausgesetzt. Vielmehr ist die THG-Neutralität im Jahr 2050 der zentrale Parameter in der Herleitung der Szenarien. Dazu wird vom Jahr 2050 ausgehend abgeschätzt, wann eine Markteinführung neuer Antriebstechnologien und Energieträger unter Annahme möglicher Marktdurchdringungsraten spätestens gestartet werden muss („backcasting“), um die für das Jahr 2050 benötigte Marktdurchdringung der alternativen Technologien zu erreichen. Daraus ergibt sich, dass alternative Antriebstechnologien und Energieträger trotz Kostenunterschieden in einem ähnlichen Zeitfenster eingeführt werden, so dass auch sichergestellt ist, dass sich die Treibhausgasemissionen im Zeitverlauf bis 2050 zwischen den Szenarien annähernd nicht unterscheiden.

Bei der Herleitung der Szenarien wird zudem darauf geachtet, eine Modularität für die unterschiedlichen Anwendungen im Verkehrssektor zu ermöglichen, d. h. es können verschiedene Energieversorgungsstrategien für unterschiedliche Anwendungen analysiert werden. Im Straßenverkehr werden der motorisierte Individualverkehr (MIV) und die Nahversorgung mit Gütern durch leichte Nutzfahrzeuge und kleine Lkw als ein Modul zusammengefasst, da sie eine weit verbreitete Energieversorgungsinfrastruktur benötigen und technisch ähnliche Energieversorgungsoptionen sinnvoll erscheinen. Da für diese Anwendungen geringere Reichweiten einer Batterie- oder Tankfüllung möglich sind, wird für diese Anwendungen CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> als komprimiertes Gas eingesetzt.

Die Fernversorgung von Gütern auf der Straße und Reisebusse werden als ein weiteres Modul zusammengefasst, da diese ein weniger enges Energieversorgungsnetz benötigen, das sich vor allem auf die Fernverkehrsstraßen konzentriert. Für Fahrzeuge dieses Moduls wird im Unterschied zu den übrigen Straßenanwendungen von einer Nutzung von verflüssigtem CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> ausgegangen. Weitere einzelne Module in der Betrachtung bilden die Schifffahrt, der Schienenverkehr, der Flugverkehr

---

und die Linienbusse. Schließlich ergeben sich daraus die sechs folgenden Module, in denen mehrere Anwendungen des Verkehrssektors zusammengefasst sind:

- ▶ Straßennahverkehr: Motorisierter Individualverkehr (Pkw und Krafträder), Straßengüternahverkehr (leichte Nutzfahrzeuge und Lkw im Nahverkehr)
- ▶ Straßenfernverkehr: Straßengüterfernverkehr (Sattel- und Lastzüge) und Reisebusverkehr
- ▶ Linienbusse: Linienbusverkehr
- ▶ Schienenverkehr: Bahnpersonen-, Bahngüterverkehr und SSU<sup>6</sup>
- ▶ Schiffsverkehr: Binnen- und Seeschifffahrt
- ▶ Flugverkehr: Personen- und Güterflugverkehr.

Für die erstellten Verkehrs- und Energieträgerszenarien werden zunächst Szenarien zu Anzahl der Fahrzeuge, dem Energieverbrauch und der benötigten Infrastruktur aufgestellt. Im folgenden Schritt werden die Fahrzeuge, der Energiebedarf und die Infrastruktur mit Annahmen zu spezifischen Kosten kombiniert, um einen Kostenvergleich der verschiedenen Szenarien zu gewährleisten. In der Betrachtung der Energieinfrastruktur liegt der Schwerpunkt auf der vom Verkehr benötigten Energieinfrastruktur, d. h. auf den Kosten für den Anschluss an die allgemeine Energieversorgung und die Tankstellen- und Ladeinfrastruktur selbst. Die Verteilinfrastruktur für die Energieträger wird über allgemeine Kosten wie beispielsweise Netzentgelte berücksichtigt. Schlussendlich wird die Kostenbetrachtung allerdings in den Kontext weiterer systemischer Restriktionen und weiterer möglicher Hemmnisse gebracht, um so robuste Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen ableiten zu können.

### 1.3 Methodik bei der Gesamtkostenrechnung

Für den Vergleich der Gesamtkosten der vier in der Studie untersuchten Szenarien werden folgende Kostenarten berücksichtigt:

- ▶ Kosten für Fahrzeuganschaffung,
- ▶ Energiekosten,
- ▶ Kosten für Investitionen, Unterhalt und Betrieb der Lade- und Tankstelleninfrastruktur,
- ▶ Anschlusskosten der Lade- und Tankstelleninfrastrukturen an die Strom- oder Gasnetze.

Kosten für die energieseitige Verteilinfrastruktur der Kraftstoffe (z. B. Gas- und Stromnetz) werden über allgemeine Kosten wie beispielsweise Netzentgelte berücksichtigt. In der Gesamtkostenbetrachtung nicht berücksichtigt werden:

- ▶ Gewinne der Unternehmen (z. B. beim Verkauf von Fahrzeugen und Kraftstoffen),
- ▶ Verbrauchssteuern (z. B. Strom-, Erdgas- oder Mineralölsteuer inkl. Ökosteuer) sowie Mehrwertsteuer,
- ▶ Steuerähnliche Abgaben (z. B. Konzessionsabgaben, EEG- und KWK-Abgaben),
- ▶ Externe Kosten des Verkehrs (Umwelt- und Gesundheitskosten).

Die Gesamtkosten der vier Szenarien werden im Vergleich zu einem Referenzszenario ermittelt. Das Referenzszenario entspricht dabei dem Szenario „Fl+“, allerdings werden ausschließlich konventionelle Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin, Schweröl) verwendet. Das Szenario, das im Vergleich zum Referenzszenario die geringsten Mehrkosten verursacht, ist somit volkswirtschaftlich der effizienteste

<sup>6</sup> SSU: S-Bahn, Straßenbahn und U-Bahn

---

Weg, THG-Neutralität für das betrachtete Verkehrssegment (z. B. Straßennah, Linienbus, in der Studie als Modul bezeichnet) zu erreichen. Die Kostenanalyse sagt aber nichts darüber aus, ob ein Szenario in der Praxis leichter oder schwieriger umsetzbar ist. Dies kann bedeuten, dass zukünftig möglicherweise die volkswirtschaftlich weniger effiziente, dafür aber leichter umsetzbare Option zur Erreichung der THG-Neutralität des Verkehrs umgesetzt wird. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre dies nicht wünschenswert, da höhere Kosten auch selbst ein Hemmnis für die Umsetzbarkeit der Energiewende im Verkehr darstellt.

Die volkswirtschaftlichen Kosten werden in diesem Vergleich nicht für ein Jahr, sondern für den gesamten Betrachtungszeitraum von 2010 bis 2050 ermittelt. Die Mehrkosten sind dabei als volkswirtschaftliche Umstellungskosten zur Erreichung des Ziels eines treibhausgasneutralen Verkehrs in dem jeweils betrachteten Verkehrssegment (bzw. Option) anzusehen. Alle Kostenangaben werden dabei zu konstanten Preisen auf Basis von 2010 in dieser Studie dargestellt.



---

## 2 Verkehrs- und Energieversorgungsszenarien bis 2050

Für den Vergleich der verschiedenen Energieträgeroptionen im Verkehrsbereich werden insgesamt vier Szenarien mit dem Fokus auf jeweils einen Energieträger für den Zeitraum zwischen 2010 und 2050 hergeleitet. Da die Betrachtung in diesem Vorhaben den Verkehrssektor (Verkehrsleistung und Fahrzeuganschaffung), die benötigte Energieinfrastruktur des Verkehrs und dessen Energieversorgung umfassen, werden für diese drei Bereiche auch jeweils Szenarien und Mengengerüste hergeleitet, die im Folgenden vorgestellt werden. Dabei sind neben den Mengengerüsten auch für alle Teilszenarien spezifische Kostenannahmen zu entwickeln, um abschließend die Kostenrechnung für die verschiedenen Energieversorgungsoptionen durchführen zu können.

### 2.1 Szenarien für den Verkehrssektor

Insgesamt sind in diesem Vorhaben vier Verkehrsszenarien für die verschiedenen Energieträger entwickelt. Dafür werden Annahmen zur Verkehrsleistung, zu der Energieeffizienz der eingesetzten Verkehrsträger, zu den Antriebstechnologien und schließlich zu den spezifischen Kosten getroffen. Diese Szenarioannahmen werden in das Verkehrsmodell TEMPS<sup>7</sup>, welches vom Öko-Institut entwickelt und betrieben wird, eingepflegt, so dass abschließend der Endenergiebedarf des Verkehrssektors bestimmt werden kann.

#### 2.1.1 Entwicklung der Verkehrsleistung bis 2050

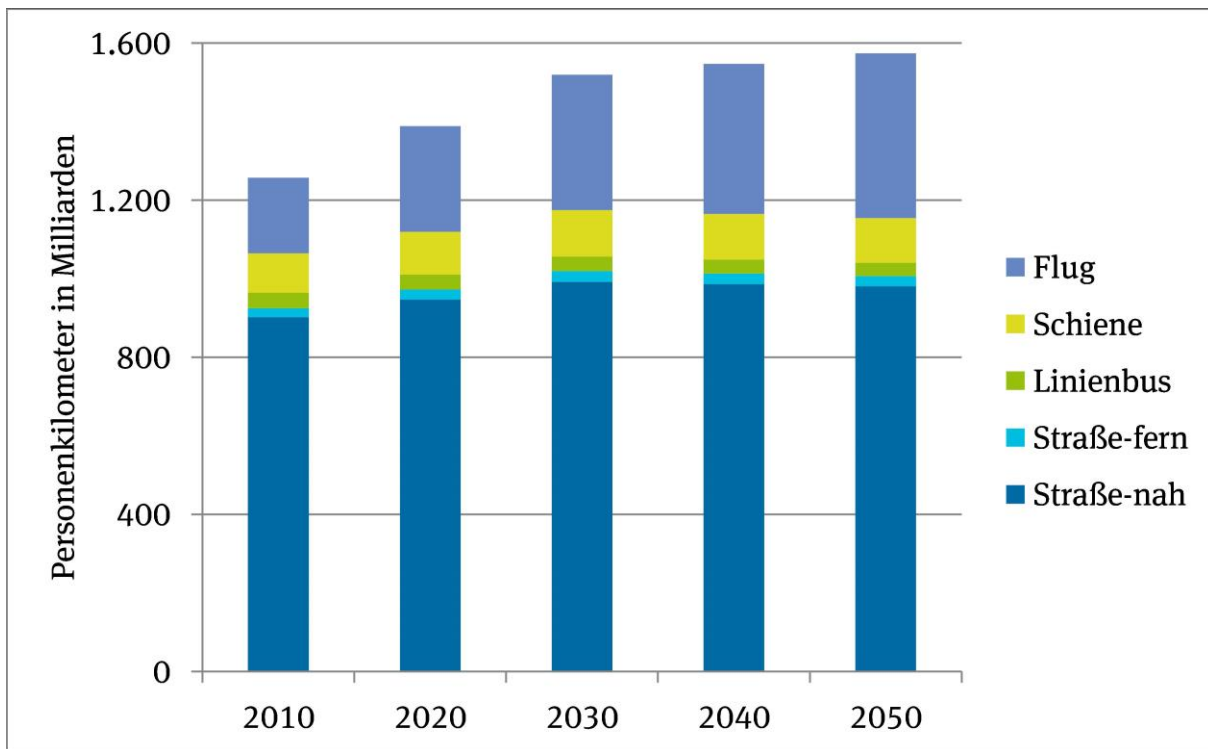
Eine zentrale Inputgröße für Verkehrsszenarien sind die zurückgelegten Wegstrecken der einzelnen Verkehrsträger. Für dieses Vorhaben wird in allen Szenarien auf die Verkehrsverflechtungsprognose 2030 (VP 2030) zurückgegriffen (Schubert et al. 2014), mit der für das BMVI eine detaillierte Prognose der Verkehrsleistung für das Jahr 2030 erstellt wird. Dabei umfasst die VP 2030 alle Verkehrsträger außer dem Güterflugverkehr und die Seeschifffahrt. Für diese beiden Anwendungsfelder wird die Verkehrsleistung aus dem laufenden Forschungsvorhaben Klimaschutzszenario 2050 (Repenning et al. 2015) entnommen.

Da die VP 2030 nur eine Verkehrsleistung für die Jahre 2010 und 2030 angibt, wird eine lineare Verbindung der beiden angegebenen Werte angenommen. Für die Jahre zwischen 2030 und 2050 werden Daten aus dem Szenario Grenzenlos eMobil aus der Studie eMobil 2050 (Hacker et al. 2014) zugrunde gelegt. Aus dieser Studie wird die Veränderung der Verkehrsleistung zwischen den Jahren 2030 und 2050 direkt übernommen, um eine Verkehrsleistung bis zum Jahr 2050 für alle Verkehrsträger zu erhalten.

Im Personenverkehr ist weiterhin ein Ansteigen der Verkehrsleistung bis zum Jahr 2050 auf annähernd 1.600 Mrd. Personenkilometer zu erkennen (Abbildung 2-1). Insgesamt steigt die Verkehrsleistung um 25 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2010. Dieser Anstieg geht bis zum Jahr 2030 auch auf den Straßenverkehr zurück, der leichte Rückgang bis zum Jahr 2050 führt für den MIV zu einem Anstieg um 9 %. Stärker fällt der Anstieg im Flugverkehr aus, für den bis zum Jahr 2050 mehr als eine Verdoppelung hinterlegt ist.

<sup>7</sup> TEMPS: **T**ransport **E**missions and **P**olicy **S**cenarios

Abbildung 2-1: Verkehrsleistung im Personenverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050



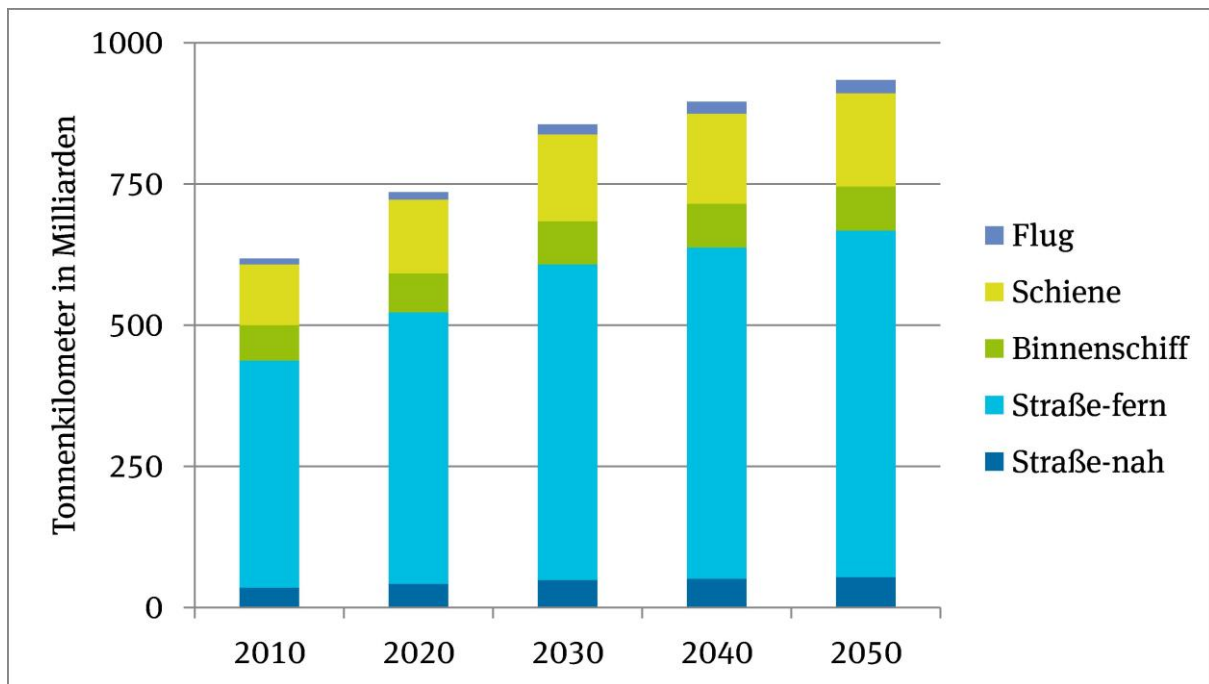
Quelle: Eigene Zusammenstellung aus (Hacker et al. 2014; Repenning et al. 2015; Schubert et al. 2014)

Ein stärkeres Wachstum der Verkehrsleistung wird im Güterverkehr erwartet, dessen Verkehrsleistung bis 2050 ohne Berücksichtigung der Seeschifffahrt um über 50 % gegenüber 2010 ansteigt (Abbildung 2-2). Dieses Wachstum wird gleichermaßen vom Straßen- und Schienenverkehr getrieben. Noch stärker ist das Wachstum der Verkehrsleistung im Flugverkehr und in der Seeschifffahrt<sup>88</sup>. In beiden Anwendungen steigt die Verkehrsleistung im Zeitraum von 2010 bis 2050 auf mehr als das Doppelte.

Die dargestellte Entwicklung der Verkehrsleistung wird für alle entwickelten Energieträgerszenarien verwendet. Deutlich wird dabei, dass der Straßenverkehr auch bis 2050 der dominierende Bereich im Verkehrssektor sein wird. Offensichtlich ist aber auch, dass der Flugverkehr in den Prognosen bis 2050 stark zunimmt und die Dekarbonisierung des Flugverkehrs ein zentraler Baustein eines vollständig treibhausgasneutralen Verkehrssektors sein wird.

<sup>88</sup> Die Seeschifffahrt ist nicht in Abbildung 2-2 mit aufgenommen. Sie steigt von einer Transportleistung von 1.742 tkm im Jahr 2010 kontinuierlich bis auf 4.524 tkm im Jahr 2050.

Abbildung 2-2: Verkehrsleistung im Güterverkehr (ohne Seeschiffverkehr) - Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Zusammenstellung aus (Hacker et al. 2014; Repenning et al. 2015; Schubert et al. 2014)

### 2.1.2 Zulassungsentwicklung und Fahrzeugkonzepte alternativer Antriebstechnologien

Die Energieversorgung des Verkehrssektors wird heute von fossilen Flüssigkraftstoffen dominiert, die in Verbrennungsmotoren für den Antrieb genutzt werden. Sollen alternative Energieträger wie beispielsweise elektrischer Strom zum Einsatz kommen, müssen teilweise neue Antriebe entwickelt und eine Markteinführung dieser Technologien bewerkstelligt werden. Diese neuen Technologien sind in ihrer Einführungsphase zum Teil mit erheblichen Mehrkosten verbunden, da diese geringe Stückzahlen und einen gegenüber Verbrennungsmotoren geringeren Entwicklungsstand besitzen. Dadurch ist die hergeleitete Marktentwicklung der Neuzulassungen ein bedeutender Faktor für die Kostenrechnungen im Rahmen des Vorhabens.

Die Einführung alternativer Antriebstechnologien ist auf einem unterschiedlichen Stand. Generell ist die Entwicklung von H<sub>2</sub>-betriebenen Fahrzeugen hinter denen, die Strom oder CH<sub>4</sub> als Antriebsenergie nutzen, technologisch und bezogen auf die Kosten zurück. In den Szenarien wird dies dadurch berücksichtigt, dass die Einführung von H<sub>2</sub> als Energieträger fünf bis zehn Jahre nach den übrigen Alternativen Strom und CH<sub>4</sub> stattfindet. Befindet sich eine Technologie heute bereits in der Einführungsphase, wie beispielsweise die Nutzung von CH<sub>4</sub> in der Seeschifffahrt, wird diese Entwicklung auf niedrigem Niveau bis zum Jahr 2050 weitergeführt.

Für das Verständnis ist festzuhalten, dass sich die Verkehrsszenarien alleine in der Zulassungs- und dadurch natürlich auch in der Bestandsentwicklung unterscheiden. Die übrigen Parameter der Szenariengestaltung bleiben aus Sicht des Verkehrssektors zwischen den Szenarien gleich.

#### Straßennahverkehr

Im Straßennahverkehr sind Pkw und Güterfahrzeuge unter 18 t zulässigem Gesamtgewicht zusammengefasst. Für diese Fahrzeuge werden in den Szenarien als alternative Fahrzeugkonzepte verbren-

---

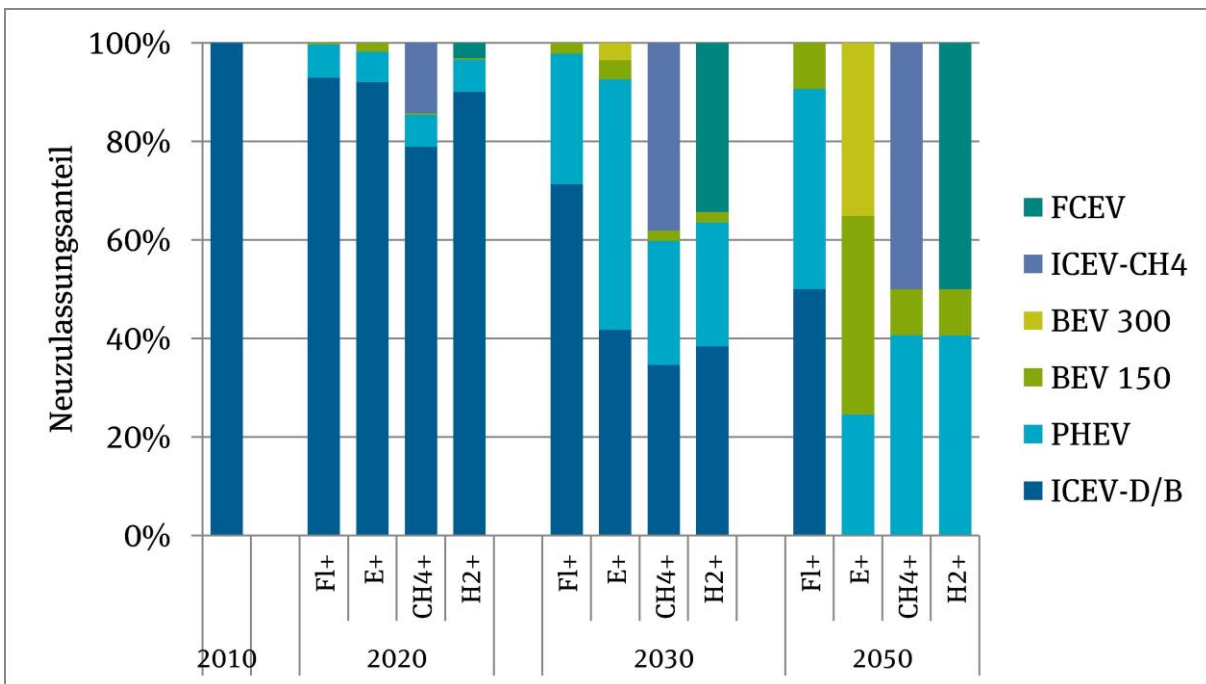
nungsmotorische CH<sub>4</sub>-Fahrzeuge (ICEV-CH<sub>4</sub>), H<sub>2</sub>-betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV), rein batterieelektrische (BEV) und als Plug-In-Hybrid (PHEV) bzw. Ranger-Extender (REEV) konzipierte mit Verbrennungsmotoren kombinierte batterieelektrische Fahrzeuge angenommen. Plug-In Hybridfahrzeuge und Range-Extender-Fahrzeuge besitzen eine elektrische Reichweite zwischen 50 und 100 Kilometern und werden in der Folge als PHEV zusammengefasst. Grundsätzlich wäre auch die Kombination zweier alternativer Antriebskonzepte, z. B. in Form eines Brennstoffzellen-Plug-In-Hybridfahrzeug, denkbar. Nach Diskussion mit Experten im Rahmen des Vorhabens eMobil 2050 (Hacker et al. 2014) ist eine Kombination zweier innovativer Komponenten aus Kostengründen und aufgrund des zusätzlichen Platzbedarfs für Tanks, Batterien und ggf. Brennstoffzellenstacks eher unwahrscheinlich. Aus diesem Grund kommen in den Szenarien nur PHEV mit einem mit Flüssigkraftstoffen betriebenen Verbrennungsmotor zum Einsatz. Bei den Energieträgern CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> ist zu beachten, dass für den Straßennahverkehr eine gasförmige Speicherung der Kraftstoffe im Fahrzeug angenommen wird.

Der Einsatz elektrischer Antriebe für Pkw ist in den meisten Klimaschutzszenarien (z. B. Repenning et al. 2015; Schlesinger et al. 2014) eine zentrale Treibhausgasminderungsoption. Auch in (Schmied et al. 2014) wird die Elektromobilität als die Kernoption für den Pkw-Verkehr angesehen. Aus diesem Grund ist für Elektromobilität in allen vier Szenarien für den Straßennahverkehr ein Neuzulassungsanteil von mindestens 50 %-im Jahr 2050 angenommen. Im Szenario E+ ist sogar eine annähernd vollständig elektrische Flotte für das Jahr 2050 hinterlegt, in der allerdings auch weiterhin Flüssigkraftstoffe in PHEV zum Einsatz kommen. Ab dem Jahr 2025 werden in diesem Szenario auch BEV mit einer Reichweite von 300 km zugelassen (Abbildung 2-3), um mit rein elektrischen Fahrzeugen eine möglichst breite Abdeckung der Mobilitätsbedürfnisse zu erreichen. Die in der Einführungsphase der Elektromobilität relevanten PHEV verlieren in diesem Szenario langfristig an Bedeutung.

Die Markteinführung der Elektromobilität beginnt in allen Szenarien im Jahr 2015. Im Szenario CH<sub>4</sub>+ werden ab dem Jahr 2015 auch ICEV-CH<sub>4</sub> zugelassen. Die Marktdurchdringung der ICEV-CH<sub>4</sub> ist in diesem Szenario im Vergleich zu den Elektrofahrzeugen im Szenario E+ ein wenig schneller angelegt, da die Nutzungshemmnisse geringer sind. Der Markthochlauf der FCEV beginnt wegen des aktuell niedrigeren Entwicklungsstands erst im Jahr 2020. Sowohl die ICEV-CH<sub>4</sub> als auch die FCEV erreichen im Jahr 2035 erstmals ihren maximalen Anteil an Neuzulassungen und stellen im Bestand im Jahr 2050 ca. 50 % der Fahrzeuge im jeweiligen Szenario.

Aufgrund der geringeren Anzahl an leichten Nutzfahrzeugen und an Nahverkehrs-Lkw spielen diese in der Gesamtsicht eine untergeordnete Rolle. Der Zulassungsanteil bei den leichten Nutzfahrzeugen orientiert sich an den Pkw. Bei den Nahverkehrs-Lkw werden langfristig im Szenario E+ rein batterieelektrische Lkw (<12 t zGG) und PHEV-Lkw (> 12 t zGG) eingesetzt. In den übrigen Szenarien erlangt die jeweilige Schwerpunkttechnologie bei schweren Lkw im Jahr 2035 eine vollständige Marktdurchdringung; bei den leichten Lkw unter 12 t zGG besitzen PHEV-Lkw im Jahr 2050 einen Marktanteil von knapp einem Drittel.

Abbildung 2-3: Neuzulassungsstruktur für Pkw - Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Annahmen

#### Straßenfernverkehr

In den Szenarien für die Anwendung Straßenfernverkehr sind Sattel-/Lastzüge die relevanten Fahrzeuge. Für batterieelektrische Fahrzeuge mit ausreichenden Reichweiten für den Güterfernverkehr (mindestens 600 bis 800 km) ergeben sich aufgrund der benötigten Batteriekapazität, die mit hohen Kosten und einem hohen Zusatzgewicht einhergeht, außer in Sonderanwendungen keine praktikable Fahrzeugkonfiguration und werden demzufolge in den Szenarien nicht betrachtet. Als Option für die Nutzung von Strom werden daher Oberleitungs-Lkw (OC-GIV) in Betracht gezogen. Neben einem Diesellaggregat können diese mit elektrischer Energie betrieben werden, die sie während der Fahrt über ein Oberleitungssystem beziehen. Bei diesen Fahrzeugen handelt es sich im Prinzip um Hybridfahrzeuge, sie können auch auf nicht elektrifizierten Strecken mit Flüssigkraftstoff betrieben werden. Zusätzlich besitzen sie eine kleine Batterie für den emissionsfreien Betrieb in Stadtgebieten. Der elektrische Fahranteil wird dabei auf 75 % abgeschätzt und wird über die Zeit konstant gehalten. Beim Einsatz von CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> werden in den Szenarien dieselben Technologien wie für die Anwendungen im Nahverkehr zugrunde gelegt. Die Kraftstoffe werden im Fahrzeug allerdings flüssig gespeichert, um eine höhere Reichweite beim Transport zu ermöglichen.

Im Gegensatz zu den Nahverkehrsanwendungen wird im Bereich der Fern-Lkw keine Vorauswahl an Technologien getroffen. Dementsprechend ist die Zusammensetzung der Lkw-Neuzulassungen und des Bestands homogener (Tabelle II-4). Aufgrund der hohen systemischen Hemmnisse (internationale Abstimmungsprozesse, rechtliche Fragen etc.) ist die Markteinführung der Oberleitung-Lkw erst im Jahr 2025 angesetzt. Sie erreichen bis zum Jahr 2050 90 % der Neuzulassungen in diesem Sektor. Im Gegensatz dazu werden ICEV-CH<sub>4</sub> bereits ab dem Jahr 2015 zugelassen. FCEV kommen im Szenario H<sub>2</sub>+ ab dem Jahr 2020 in den Markt und erreichen wie die ICEV-CH<sub>4</sub> Lkw im Jahr 2035 eine vollständige Marktdurchdringung. Im Szenario FI+ findet bis zum Jahr 2050 keine Strukturänderung statt und es werden zu 100 % Flüssigkraftstoff-Lkw eingesetzt.

## Linienbusse

Bei den Linienbussen im ÖPNV sind in Abhängigkeit des konkreten Einsatzzwecks unterschiedliche Konfigurationen denkbar. CH<sub>4</sub>-Busse kommen bereits heute teilweise zum Einsatz und nutzen einen Verbrennungsmotor als Antrieb. Plug-In Hybrid und rein batterieelektrische Linienbusse befinden sich im Testbetrieb und sind wegen des hohen Batteriebedarfs aktuell mit hohen Kosten verbunden. In der Entwicklung noch weiter im Rückstand sind Brennstoffzellenbusse. Grundsätzlich können im Stadtverkehr auch Oberleitungsbusse eingesetzt werden. Da der Einsatz von Bussen allerdings sehr stark von den lokalen Gegebenheiten abhängt und nur eine elektrische Konfiguration untersucht wurde, wird diese Variante in dem Vorhaben nicht berücksichtigt.

Aufgrund ihres fortgeschrittenen Entwicklungsstands findet die Einführung von ICEV-CH<sub>4</sub> bereits im Jahr 2015 statt. Die FCEV kommen wie in den übrigen Anwendungen im Straßenverkehr erst 2020 in den Markt. BEV starten ihre Marktentwicklung im Jahr 2015 und erreichen im Jahr 2040 die vollständige Marktdurchdringung. FCEV und ICEV-CH<sub>4</sub> erreichen die vollständige Marktdurchdringung wie bei den Fern-Lkw im Jahr 2035, um eine nahezu 100 %ige Bestandsdurchdringung im Jahr 2050 zu erzielen.

Bei batterieelektrischen Linienbussen existieren unterschiedliche Konfigurationen. Busse mit großer Batteriekapazität, welche nachts in den Betriebshöfen geladen werden (Overnight-Charging), erbringen ihre gesamte tägliche Fahrleistung mit einer nächtlichen Ladung. Das Alternativkonzept sind Busse mit geringer elektrischer Reichweite, welche neben der Nachtladung während des Tages häufig zwischengeladen werden (Opportunity-Charging). Bei den in den Szenarien abgebildeten batterieelektrischen Linienbussen handelt es sich um eine Mischform der genannten Konzepte, welche mit 100 km eine relativ große Reichweite besitzen, dennoch zusätzlich zur Nachtladung während des Tages nachgeladen werden müssen. In den Szenarien wird deshalb unterstellt, dass an den Endhaltestellen der Linien Lademöglichkeiten bereitgestellt werden.

Tabelle 2-1: Im Straßenverkehr eingesetzte Fahrzeugtechnologien im Überblick

	ICEV-D/B	PHEV	BEV	OC-GIV	ICEV-CH <sub>4</sub>	FCEV
		Elektrische Reichweite (Batterie) in km				
Pkw	Diesel/ Benzin	50 - 100	150 – 300	-	Gasförmig	Gasförmig
Güter-nah	Diesel	80 – 100	120 – 150	-	Gasförmig	Gasförmig
Straßenfern- verkehr	Diesel	-	-	20	Flüssig	Flüssig
Linienbus	Diesel	-	100	-	Gasförmig	Gasförmig

## Schienerverkehr

Im Schienenverkehr ist die Stromnutzung bereits heute die dominierende Form der Energieversorgung. Sie ist auch eindeutig die günstigste Option, THG-freie Energie zu nutzen (Schmied et al. 2014). Im Güterverkehr und im Personenverkehr liegt die Nutzung des Dieselantriebs heute erheblich unter 10 %. Durch Hybridisierungsmaßnahmen bei den Triebwagen und einen weiteren Ausbau elektrifizierter Streckabschnitte wird in den Szenarien für diese Anwendungen eine weitere leichte Verschiebung hin zu einer stärkeren Stromnutzung angenommen. Die Hybridisierung macht sich



---

allerdings am stärksten im Personennahverkehr bemerkbar, in dem die Stromnutzung gemäß den Annahmen von rund 80 % auf 95 % im Jahr 2050 steigt.

Da die Treibhausgasreduzierung im schienengebundenen Verkehr am effizientesten durch eine möglichst starke Stromnutzung erzielt wird, werden keine unterschiedlichen Szenarien für den Schienenverkehr erstellt.

### Schiffsverkehr

In der Seeschifffahrt wird heute üblicherweise Schweröl (MFO - Marine Fuel Oil) und in den emissionsregulierten Zonen Diesel (MDO - Marine Diesel Oil) eingesetzt. Aufgrund von Verschärfungen hinsichtlich der Anforderungen an die Luftschadstoffemissionen wird derzeit daneben häufig der Einsatz von verflüssigtem Erdgas diskutiert (MAN 2012; Verbeek et al. 2013). Durch den Erdgas-Betrieb würde eine aufwendige und kostspielige Aufbereitung der Abgase in einer Abgasreinigungsanlage mit Scrubbern entfallen. Transportschiffe werden heute bereits teilweise mit CH<sub>4</sub> betrieben, welches sich beim Transport verflüchtigt (Boil-Off). Der Einsatz von mit H<sub>2</sub> betriebenen Schiffen wird dagegen bisher kaum diskutiert. H<sub>2</sub>-Schiffe könnten entweder über einen Verbrennungsmotor verfügen oder alternativ den Kraftstoff in Brennstoffzellen in elektrische Energie für den Antrieb von Elektromotoren umwandeln. Die Anwendung von Brennstoffzellen ist allerdings nur in Schiffen mit geringer Transportkapazität zu erwarten (Schmied et al. 2014). In den Szenarien werden daher nur verbrennungsmotorisch angetriebene H<sub>2</sub>-Schiffe mit aufgenommen, die den Boil-Off des H<sub>2</sub> als Antriebsenergie nutzen. Die Nutzung von elektrischem Strom über Batterien oder leitungsgebundene Systeme ist - wenn überhaupt - nur in besonderen Anwendungen zu erwarten. Daher wird für das Szenario E+ dieselbe Entwicklung im Bereich der Schifffahrt angenommen wie im Szenario Fl+.

Es ist davon auszugehen, dass Erdgasschiffe durch die beschlossene Verschärfung der Richtwerte in Emissionskontrollzonen und durch deren mögliche räumliche Ausdehnung in allen Szenarien bei Seeschiffen zum Einsatz kommen und der Einsatz von CH<sub>4</sub>-betriebenen Seeschiffen ab dem Jahr 2018 zunimmt. Im Szenario Fl+/E+ steigt der Anteil an der Verkehrsleistung durch CH<sub>4</sub> betriebene Seeschiffe bis 2050 auf 20 % (Tabelle II-5); im Szenario CH<sub>4</sub>+ ist dieser Anteil im Jahr 2050 bei 60 %. Aufgrund des Entwicklungsstandes von H<sub>2</sub> betriebenen Seeschiffen wird im Szenario H<sub>2</sub>+ von einer Marktentwicklung bei Seeschiffen ab dem Jahr 2030 ausgegangen. Im Jahr 2050 setzt sich die Verkehrsleistung in diesem Szenario zu 40 % aus mit Flüssigkraftstoffen, zu 10 % mit CH<sub>4</sub> und zu 50 % mit H<sub>2</sub> betriebenen Seeschiffen zusammen.

Da in der Binnenschifffahrt Diesel eingesetzt wird, wird im Szenario Fl+/E+ für die Binnenschifffahrt von keinem Systemwechsel ausgegangen. Eine leitungsgebundene Stromversorgung der Schiffe erscheint unrealistisch und Potenziale für den batterieelektrische Transport bestehen bei Binnenschiffen wegen der niedrigen Energiedichte und des hohen Batteriegewichts – wenn überhaupt – bei kurzen Punkt zu Punkt-Verbindungen wie beispielsweise bei Fähren. Da diese nur einen kleinen Teil der Verkehrsleistungen in der Binnenschifffahrt ausmachen, werden solche Konzepte auch im Szenario E+ nicht berücksichtigt. Im Szenario CH<sub>4</sub>+ wird eine CH<sub>4</sub>-Nutzung ab dem Jahr 2020 angenommen, deren Anteil an der Verkehrsleistung bis 2050 auf 50 % steigt (Tabelle II-6). Durch den späteren Einstieg in die Nutzung von Wasserstoff (ab 2030) wird im Szenario H<sub>2</sub>+ dagegen für 2050 nur ein Verkehrsleistungsanteil von 33 % durch H<sub>2</sub>-betriebene Binnenschiffe angenommen.

### Flugverkehr

Im Flugverkehr kommen heute ausschließlich flüssige Kraftstoffe zum Einsatz. Für den Kurzstreckenverkehr könnten alternative Energieträger (direkte Stromnutzung) grundsätzlich eingesetzt werden (Schmied et al. 2014). In der konkreten Umsetzung befindet sich bisher allerdings kein alternati-

ves Antriebskonzept. Daher findet in keinem der Szenarien im Flugverkehr ein Systemwechsel statt und bis 2050 werden zu 100 % Flüssigkraftstoffe als Energieträger genutzt.

### 2.1.3 Energieeffizienz und spezifische Kosten der Verkehrsträger

Zur Bestimmung des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors werden für die Verkehrsszenarien Annahmen zur Effizienz der eingesetzten Verkehrsmittel getroffen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass eine starke Effizienzsteigerung vonnöten ist, um die THG- und Energieverbrauchsziele der Bundesregierung zu erreichen. Eine solche ist demnach auch für alle Fahrzeuge hinterlegt.

Da die Herstellungskosten der Fahrzeuge stark von der erreichten Effizienz und den dafür in den Fahrzeugen genutzten Technologien abhängen, werden diese beiden Parameter der Szenariengestaltung gemeinsam betrachtet. Die angesetzten spezifischen Kosten für die eingesetzten Verkehrsmittel sind über alle Szenarien konstant, d. h. beispielsweise, dass elektrische Pkw, die in allen Szenarien zum Einsatz kommen, in allen Szenarien denselben Kostenverlauf über die Zeit von 2010 bis 2050 besitzen. Es wird also angenommen, dass die Marktdurchdringung im deutschen Markt nicht kostenbestimmend ist und die Kosten in Hinblick auf die starke Kostendegressionen durch die globale Entwicklung der Technologien gegeben ist.

Für die Bestimmung des Zusammenhangs zwischen der Effizienz und den Herstellungskosten der Verkehrsmittel wird bei Straßenfahrzeugen auf die bestehende Technologie-Datenbank des Öko-Instituts (Hülsmann et al. 2014) zurückgegriffen, die im Rahmen des Vorhabens eMobil 2050 erstellt wurde und deren Methodik und Ergebnisse mit Experten aus Wissenschaft und von den Fahrzeugherstellern diskutiert wurden. Bei den übrigen Verkehrsmitteln wurde eine Literaturrecherche durchgeführt und daraus eigens für das Vorhaben angestellte Abschätzungen abgeleitet.

#### Kostenannahmen neuer Fahrzeugkomponenten

Elektrische Fahrzeuge sind heute wesentlich teurer in der Herstellung als konventionelle Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Eine wesentliche Ursache sind die hohen Batteriekosten, bei denen jedoch zukünftig von einer Kostendegression ausgegangen werden kann. Durch das Erreichen eines Massenmarkts kann von Skaleneffekten in Höhe von 30 bis 40 % ausgegangen werden. Daneben kann der Materialeinsatz bei Lithium-Ionen-Batterien, welcher einen Anteil von ca. 60 - 80 % an den Kosten besitzt, zukünftig reduziert oder durch alternative Kathoden- und Anodenmaterialien optimiert werden. Langfristig kann davon ausgegangen werden, dass sich neue Batterietypen wie z. B. Lithium-Schwefel und Lithium-Luft Batterien durchsetzen, da sie insbesondere größere Entladetiefen und eine höhere Energie- und Leistungsdichte (Hülsmann et al. 2014) zulassen. Vor diesem Hintergrund werden für die verbauten Batterien langfristig deutlich abnehmende Batteriekosten veranschlagt. Bei den Pkw und leichten Nutzfahrzeugen wird von spezifischen Batteriepreisen von 590 €/kWh im Jahr 2010 ausgegangen, welche bis zum Jahr 2050 bei einem Mix aus Lithium-Ionen und alternativen Batteriekonzepten auf 150 €/kWh fallen. Die Batteriepreise bei den schweren Nutzfahrzeugen liegen mit 1.000 € im Jahr 2010 rund 70 % höher und sinken bis zum Jahr 2050 auf 250 €/kWh (Tabelle 2-2).

Tabelle 2-2: Spezifische Kosten der Batteriesysteme von Straßenfahrzeugen in €/kWh

	2010	2020	2030	2040	2050
Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	590	320	295	221	148
Lkw und Busse	1.000	542	499	375	251

Quelle: (Hülsmann et al. 2014)



Bei den FCEV führen aktuell besonders die sehr hohen spezifischen Kosten für den Brennstoffzellenstack und die Wasserstofftanks zu hohen Gesamtkosten. Die Kosten für die Brennstoffzellen hängen entscheidend vom eingesetzten Katalysatormaterial ab, welches derzeit das Edelmetall Platin ist. Durch neuartige Legierungen wird versucht, den Platinbedarf und damit die Kosten zu reduzieren. Alternativen zu Platin wie z. B. Kobalt und Kobaltoxid-Nanopartikel werden ebenfalls erforscht (Hülsmann et al. 2014). In der vorliegenden Studie werden für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge spezifische Kosten in Höhe von 880 €/kW<sub>el</sub> im Jahr 2010 unterstellt, welche bis zum Jahr 2050 um rund 95 % auf 43 €/kW<sub>el</sub> fallen (Tabelle 2-3). Bei den schweren Nutzfahrzeugen wird davon ausgegangen, dass die Entwicklung und damit auch der Massenmarkt mit Brennstoffzellen, die eine höhere Leistung zur Verfügung stellen können, verzögert stattfindet, so dass die Kostendegression um eine Dekade verschoben ist.

Tabelle 2-3: Spezifische Kosten der Brennstoffzellensysteme in €/kW<sub>el</sub>

	2010	2020	2030	2040	2050
Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	880	150	80	62	43
Lkw	880	880	150	80	62

Quelle: (Hülsmann et al. 2014)

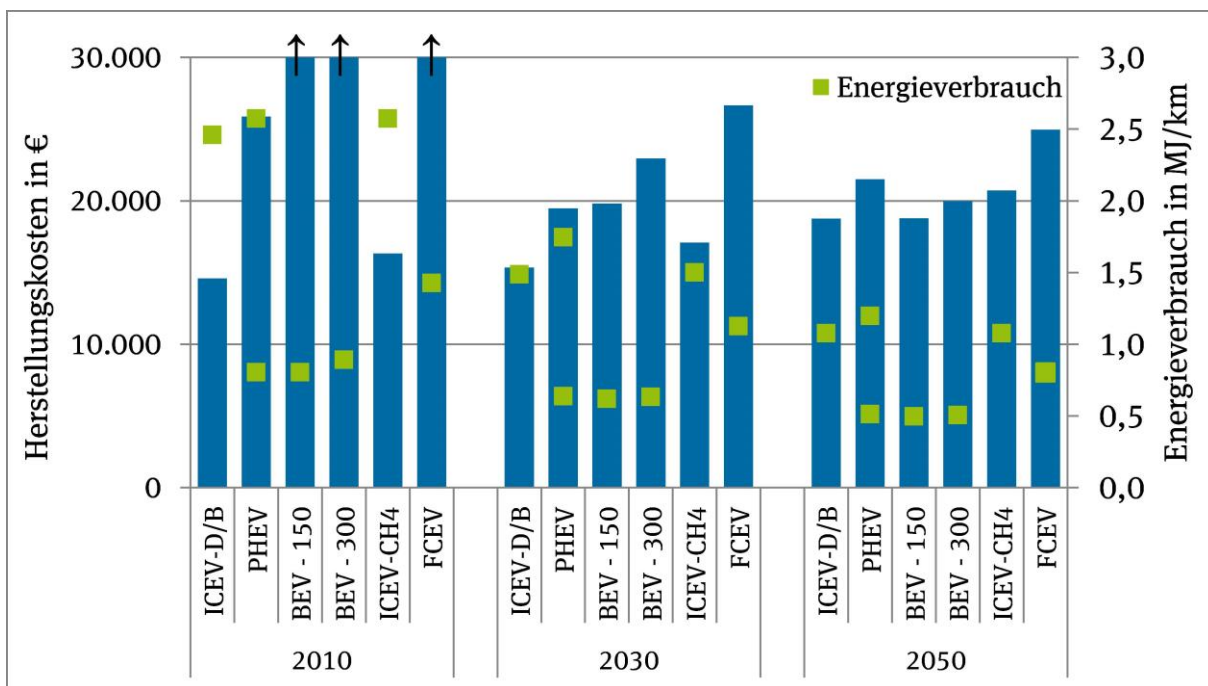
Die Speicherung von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> kann entweder als verdichtetes Gas oder in flüssiger Form im Fahrzeug erfolgen. Die Nutzung von verflüssigtem H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> ist aufgrund der sogenannten Boil-off-Verluste insbesondere bei Fahrzeugen mit einer großen Anzahl an Nutzungsstunden und großen benötigten Reichweiten sinnvoll, da sich im verflüssigten Zustand bei demselben Platzbedarf mehr H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> speichern lassen. Bei Flüssiggastanks muss aus Sicherheitsgründen eine zusätzliche Isolierung in den Tanks eingebaut werden, welche die Kapazität der Tanks allerdings verringert.

Die Kosten des Tanks sind im Wesentlichen abhängig von den Materialkosten. Häufig werden aktuell für Druckgastanks Karbonfasern verwendet, welche einen Hauptbestandteil des Tanks ausmachen. In der vorliegenden Studie wird bezüglich der spezifischen Kosten der Tanks nicht zwischen der Nutzung von gasförmigen und verflüssigten Energieträgern unterschieden. Die veranschlagten spezifischen Kosten für H<sub>2</sub>-Tanks liegen im Jahr 2010 bei 1.650 €/kg H<sub>2</sub> (Hülsmann et al. 2014). Bis zum Jahr 2050 wird unterstellt, dass die Kosten um rund 60 % auf 648 €/kg H<sub>2</sub> sinken. CH<sub>4</sub>-Tanks besitzen bereits heute wesentlich geringere Kosten und unterliegen der standardmäßig für alle Fahrzeugkomponenten angesetzten Kostendegression.

#### Energieeffizienz und spezifische Fahrzeugkosten – Straßennahverkehr

Die Endenergieverbräuche im Straßenverkehr lassen sich durch eine Reihe an Maßnahmen verringern. Durch eine Reduktion der Fahrzeugmasse und des Rollwiderstands sowie durch eine Verbesserung der aerodynamischen Eigenschaften der Fahrzeuge lässt sich der Energiebedarf aller Fahrzeugtypen erheblich reduzieren. Daneben spielen innermotorische Maßnahmen, die Optimierung des Antriebsstranges, Motor-Downsizing und Hybridisierung bei verbrennungsmotorischen Fahrzeugen eine große Rolle zur Effizienzsteigerung. Beispielhaft wird das Verhältnis der Effizienz und der Fahrzeugkosten eines Pkw mittlerer Größe gezeigt (Abbildung 2-4). Die Verhältnisse zwischen den verschiedenen Antriebstechnologien lassen sich allerdings in ähnlicher Art und Weise auf andere Größenklassen übertragen.

Abbildung 2-4: Eigenschaften neu zugelassener Pkw-mittel - Entwicklung von 2010 bis 2050



Für die Darstellung der ICEV-B und ICEV-D als ICEV-D/B sowie für die PHEV und REEV als PHEV ist der Mittelwert der Fahrzeugeigenschaften abgebildet.

Quelle: Eigene Annahmen aus (Hülsmann et al. 2014)

Der Endenergieverbrauch eines neu zugelassenen mittelgroßen Pkw (z. B. Kompaktklasse) mit Ottomotor (ICEV-B) beträgt in den Szenarien im Jahr 2010 rund 2,6 MJ/km (Abbildung 2-4 und Tabelle II-7). Dies entspricht einem Benzinverbrauch von 6,7 l/100 km. Bis zum Jahr 2020 sinkt der Kraftstoffverbrauch um 29 % auf 1,8 MJ/km. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich Fahrzeugeffizienz der Neuzulassungen in den Szenarien durch weitere Maßnahmen um 58 % gegenüber 2010 auf 1,1 MJ/km. ICEV-D sind heute leicht effizienter, besitzen allerdings nicht dasselbe Minderungspotenzial und erreichen im Jahr 2050 eine ähnliche Energieeffizienz wie ICEV-B. Der Endenergieverbrauch eines mittleren CH<sub>4</sub>-Pkw entspricht technologisch annähernd einem Benzin-Pkw, so dass dieselbe Effizienzsteigerung angenommen wird.

Die Energieeffizienz der alternativen Antriebskonzepte liegt deutlich über den verbrennungsmotorischen Fahrzeugen. Daraus folgt ein erheblich niedrigerer Endenergieverbrauch, wenn diese Fahrzeuge eingesetzt werden. Ein mittelgroßer FCEV verbraucht im Jahr 2010 rund 1,4 MJ/km, ein BEV dieser Größenklasse mit einer Reichweite von 150 km nur rund 0,8 MJ/km. Durch Effizienzmaßnahmen an der Fahrzeugplattform und höhere Wirkungsgrade der Brennstoffzelle verringert sich der Verbrauch eines mittelgroßen FCEV Brennstoffzellen-Pkw bis zum Jahr 2050 um 44 %. Bei den BEV ist eine Effizienzsteigerung von knapp unter 40 % angenommen. Diese resultiert auch daher, dass bei gleichbleibender Reichweite aufgrund der zunehmenden Fahrzeugeffizienz zukünftig Batterien mit geringerer Kapazität verwendet werden, was zu weiteren Kostenersparnissen führt. Auch die übrigen Fahrzeuge (z. B. hybridisierte ICEV und FCEV) profitieren von den sinkenden Batteriekosten, allerdings aufgrund der geringen Speicherkapazität in einem deutlich kleineren Maße. PHEV besitzen je nach Konfiguration des kombinierten Antriebs dieselben oder leicht höhere Verbräuche als die ICEV und BEV-Fahrzeuge.

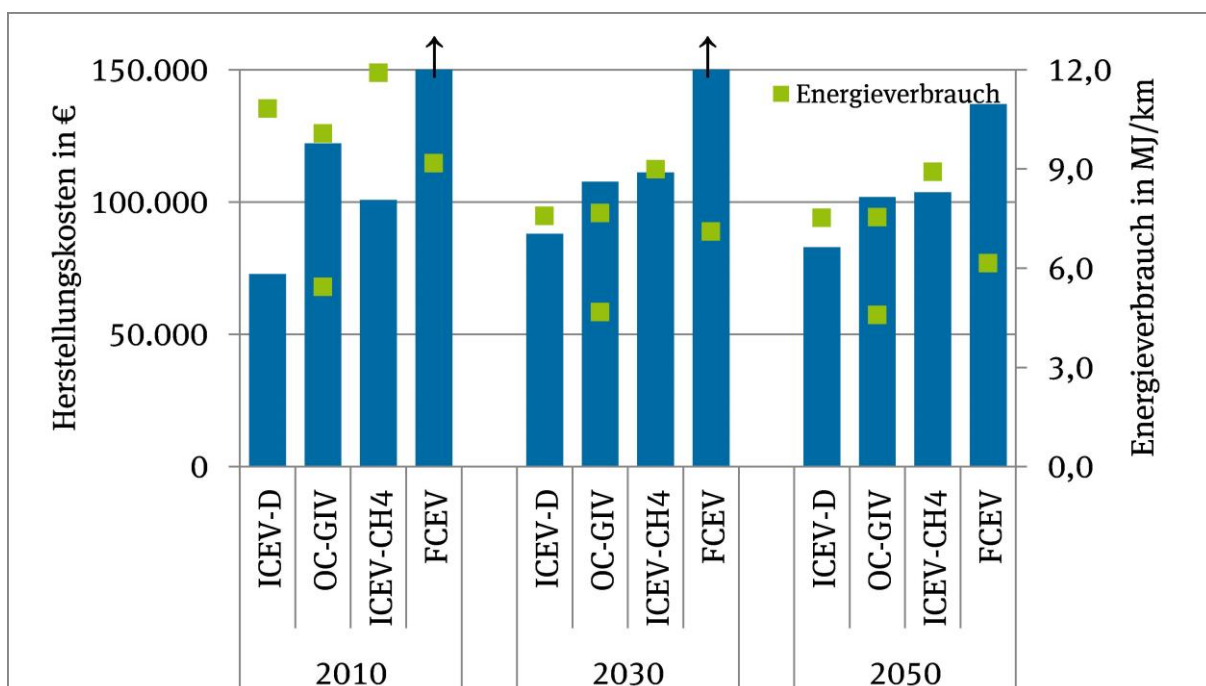
Aufgrund der eingesetzten Technologien steigen mit zunehmender Fahrzeugeffizienz die Herstellkosten. Die Kosten eines mittelgroßen ICEV-B steigen beispielsweise von rund 14.000 € im Jahr 2010 um 35 % auf rund 18.800 € im Jahr 2050 (Abbildung 2-4). Die Zusatzkosten für Fahrzeuge mit alternativen Antriebskonzepten fallen in 2010 sehr hoch aus, so dass sie außer den ICEV-CH<sub>4</sub> Pkw keine Marktreife besitzen. Im Jahr 2020 haben sich diese Zusatzkosten bereits deutlich reduziert; die Kosten liegen für ein mittelgroßes BEV 150 bei rund 7.600 € und für ein FCEV bei rund 18.400 € über einem ICEV-B. Langfristig ist zu erkennen, dass sich die Herstellkosten zunehmend angleichen. Im Jahr 2050 besitzen die ICEV-D/B und die BEV die geringsten Herstellkosten. ICEV-CH<sub>4</sub> und die PHEV besitzen leicht höhere Kosten, da sie die zusätzlichen Tankkosten bzw. die Kosten für zwei Antriebsstränge im Vergleich zu ICEV-D/B nicht ausgleichen können. Am teuersten in der Herstellung sind im Jahr 2050 die FCEV.

Festzuhalten ist, dass keine ökonomische Optimierung der THG-Minderung bei der Auswahl der möglichen Fahrzeuge in den Szenarien durchgeführt wurde. Alternative Entwicklungen sind also möglich und gegebenenfalls auch ökonomisch sinnvoller. ICEV-CH<sub>4</sub> können beispielsweise im Jahr 2050 dieselben Kosten wie ICEV-D/B besitzen. In diesem Fall wäre dies allerdings mit einer geringeren Effizienz der Fahrzeuge und mit höheren Energiekosten verbunden.

### Energieeffizienz und spezifische Fahrzeugkosten – Straßenfernverkehr

Die Entwicklung im Straßenfernverkehr wird maßgeblich durch die Effizienz- und Kostenentwicklung der Sattel- und Lastzüge geprägt. ICEV-D weisen bei den Neuzulassungen im Jahr 2010 einen Energieverbrauch von 10,8 MJ/km auf, was einem Verbrauch von 30,3 l Diesel pro 100 Kilometer entspricht. Bis zum Jahr 2020 verringert sich der Verbrauch bereits um 17 %, bis zum Jahr 2050 unter anderem durch die Hybridisierung der Lkw um 30 % auf 7,5 MJ/km (Abbildung 2-5). Nach Expertenschätzungen liegt der Verbrauch der ICEV-CH<sub>4</sub> Fahrzeuge heute 10 % über dem der mit Diesel betriebenen Lkw. Bis zum Jahr 2050 nimmt der Energieverbrauch um 25 % auf 8,9 MJ/km ab.

Abbildung 2-5: Eigenschaften neu zugelassener Fern-Lkw - Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Annahmen aus (Hülsmann et al. 2014)

---

Die FCEV besitzen im Basisjahr 2010 aufgrund der im Vergleich effizienteren Brennstoffzelle mit 9,2 MJ/km einen um rund 15 % niedrigeren Verbrauch als ICEV-D. Bis 2050 wird mit 33 % eine stärkere Effizienzsteigerung als bei den ICEV-D angenommen. Dies ist mit der zusätzlich angenommenen Wirkungsgradsteigerung der Brennstoffzellensysteme zu begründen. Der Verbrauch liegt in 2050 bei nur noch 6,2 MJ/km. Eine Besonderheit stellen die in den Szenarien berücksichtigten Oberleitungsfahrzeuge (OC-GIV) dar. Dabei handelt es sich um Hybridfahrzeuge, welche während der Fahrt auf der Autobahn mittels eines Pantographen elektrische Energie von einer Oberleitung beziehen können. Auf elektrifizierten Streckenabschnitten liegt der Endenergieverbrauch bei 5,4 MJ/km, auf Abschnitten ohne Oberleitung fahren die Fahrzeuge im Dieselbetrieb und verbrauchen 10,1 MJ/km. Sie sind damit die effizientesten Fahrzeuge im Vergleich mit den übrigen Optionen. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Verbrauch des Verbrennungsmotors um 25 % (Diesel) und der stromseitige Endenergiebedarf sinkt bei den Neuzulassungen um 16 %.

Die meisten Alternativen sind erst in der technischen Erprobung und werden in den Szenarien erst zwischen den Jahren 2015 und 2025 in den Markt eingeführt werden. Kostenseitig steigen die Herstellungskosten für ICEV-D bis zum Jahr 2050 von rund 72.900 € um 14 % auf rund 83.000 €. Mehrkosten entstehen bei ICEV-CH<sub>4</sub> vor allem durch die Kosten für die Speicherung des CH<sub>4</sub>. Während für ICEV-CH<sub>4</sub> in den Szenarien im Jahr 2010 noch rund 28.000 € höhere Kosten angenommen werden, verringern sich diese Mehrkosten auf rund 20.800 € in 2050. Allgemein liegen die Kosten der OC-GIV über den gesamten Zeitraum, in dem sie in den Markt kommen, in derselben Größenordnung wie die ICEV-CH<sub>4</sub>. FCEV sind wie im Straßennahverkehr bei der Fahrzeuganschaffung mit den höchsten spezifischen Kosten belegt, was vor allem mit den hohen Brennstoffzellen- und Tankkosten erklärbar ist.

## Linienbusse

Der Energieverbrauch von ICEV-D bei neu zugelassenen Linienbussen ist in dem Vorhaben mit 14,7 MJ/km angenommen. Bis zum Jahr 2050 sinkt der Dieserverbrauch durch Minderungsmaßnahmen wie der Hybridisierung auf 8,7 MJ/km und liegt damit 41 % unter dem Verbrauch in 2010. ICEV-CH<sub>4</sub> weisen in 2010 einen um 10 % höheren Verbrauch als Dieselbusse auf. Ähnliche Maßnahmen wie bei den ICEV-D führen zu Effizienzsteigerungen um 35 % und einem Endenergieverbrauch von 10,5 MJ/km (Tabelle II-9).

BEV besitzen auch bei den Linienbussen die höchste Effizienz. Der spezifische Endenergieverbrauch von BEV liegt mit 5,8 MJ/km im Jahr 2010 etwa 60 % unter dem der ICEV-D; bei den FCEV sind es mit 10,6 MJ/km rund 30 % effizientere Fahrzeuge. Durch die Möglichkeit zur Rekuperation der Bremsenergie liegt der Kraftstoffverbrauch der PHEV im Dieselbetrieb rund 20 % unter dem der ICEV-D. Diese sind wie die ICEV-CH<sub>4</sub> im Ausgangsjahr nicht hybridisiert. Bis zum Jahr 2050 sinkt der spezifische Endenergieverbrauch bei den BEV um 17 %, bei den FCEV um 24 % und bei den PHEV um 25 % (Dieselbetrieb) bzw. 11 % (elektrischer Betrieb).

Die Herstellungskosten der ICEV-D werden im Ausgangsjahr 2010 bei 178.600 € angesetzt und steigen bis zum Jahr 2050 aufgrund der Effizienzsteigerung auf rund 187.000 €. Die Mehrkosten der übrigen Antriebstechnologien sind wie bei den übrigen Anwendungen teilweise erheblich. Bei der Markteinführung der alternativen Antriebstechnologien reduzieren sich die Mehrkosten allerdings erheblich. Wegen der hohen Fahrleistung der Linienbusse bei bis zum Jahr 2030 zugelassenen Fahrzeugen wird davon ausgegangen, dass nach einer Nutzungsdauer von sechs Jahren ein Austausch der Batterien erforderlich ist und somit Mehrkosten entstehen. Für diese Batterien werden die zu diesem Zeitpunkt üblichen Batteriekosten veranschlagt, die somit unter den Batteriekosten im Jahr der Neuzulassung liegen.

---

Im Jahr 2050 zeichnet sich im Gegensatz zu den übrigen Straßenanwendungen ein etwas anderes Bild ab. ICEV-D sind im Jahr 2050 trotz der Effizienzsteigerung wie bei den anderen die günstigste Fahrzeugoption. PHEV und ICEV-CH<sub>4</sub> Busse sind anders als bei den übrigen Anwendungen im Jahr 2050 bei den Herstellungskosten günstiger als BEV. Im Gegensatz zu den übrigen Anwendungen sind in dem Fall auch die FCEV bei den Herstellungskosten in derselben Größenordnung wie die BEV.

### Schienenverkehr

Im Schienenverkehr können neben Maßnahmen zur Steigerung der Fahrzeugeffizienz technische Optionen auf Seiten der Infrastruktur und der Betriebsführung zu weiteren Effizienzsteigerungen führen. Diese können im Nahverkehr infrastrukturseitige Energiespeicher, engmaschigere Netze oder rückspeisefähige Unterwerke sein. Das Vorgehen zur Bestimmung des Energieverbrauchs und Abschätzung der Effizienzentwicklung bis 2050 orientiert sich an eMobil 2050 (Hacker et al. 2014). Ausgangsgrundlage für die Energieverbräuche sind die spezifischen Verbrauchswerte aus dem TREMOD-Modell Version 5.25, wobei eine Fortschreibung der Minderung für den Zeitraum von 2030 bis 2050 auf Basis der jährlichen Änderungsrate zwischen 2010 und 2030 durchgeführt wird. Damit sinkt im System der spezifische Verbrauch im Personenfernverkehr bis zum Jahr 2050 um 42 % (elektrische Traktion) bzw. um 27 % (Dieseltraktion). Im Nahverkehr fällt die Minderung mit 35 % (elektrische Traktion) bzw. 19 % (Dieseltraktion) etwas geringer aus.

Alternative Energieträger wie CH<sub>4</sub> oder H<sub>2</sub> finden in den Szenarien im Schienenverkehr keine Anwendung. Daher sind auch keine Kostenannahmen für einen Vergleich verschiedener Energieversorgungsoptionen hinterlegt.

### Schiffsverkehr

Im Bereich der Schifffahrt können unter anderem der Einsatz größerer Schiffe, eine Optimierung von Rumpf und Propellern sowie eine Reduzierung der Reisegeschwindigkeit den spezifischen Energieverbrauch reduzieren. In diesem Vorhaben wird für Seeschiffe mit konventionellen Verbrennungsmotoren bis zum Jahr 2050 von einer Minderung des spezifischen Energieverbrauchs im System um 53 % bezogen auf das Jahr 2010 ausgegangen (Buhaug et al. 2009). Bei Binnenschiffen sinkt der spezifische Energieverbrauch bis 2050 um 15 %. Diese Annahme entspricht dem Vorgehen der Studie Klimaschutzszenario 2050 (Repenning et al. 2015).

Die Herleitung der spezifischen Energieverbräuche von Schiffen mit alternativen Energieträgern (CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>) erfolgt auf Basis der Motorwirkungsgrade und dem Verlust an Transportkapazität durch zusätzlichen Platzbedarf für die Tanks. Zusätzliche Boil-Off-Verluste werden nicht angenommen, da das sich verflüchtigende Gas wie in der heutigen Praxis bei CH<sub>4</sub>-Schiffen für den Antrieb genutzt wird. Bei Seeschiffen wird von einem Motorenwirkungsgrad von 47 % (Flüssigkraftstoff) bzw. 45 % (CH<sub>4</sub>) ausgegangen. In der Binnenschifffahrt liegt der Wirkungsgrad mit 43 % (Diesel) bzw. 42 % (CH<sub>4</sub>) etwas niedriger (Verbeek et al. 2013). Beim Einsatz von H<sub>2</sub> wird in dieser Studie von einem dem CH<sub>4</sub> entsprechenden Wirkungsgrad ausgegangen. Der Faktor für den Verlust an Nutzraum durch CH<sub>4</sub>-Tanks wird mit 1,02 (Seeschifffahrt) bzw. 1,01 (Binnenschifffahrt) angegeben (Verbeek et al. 2013). Der Platzbedarf für verflüssigtes H<sub>2</sub> ist bei gleicher getankter Energiemenge rund doppelt so hoch wie bei CH<sub>4</sub>. Der Faktor für den Nutzlastverlust für mit Wasserstoff betriebene Schiffe wird in den Szenarien deshalb anhand der Energiedichte skaliert und beträgt 1,04 (Seeschifffahrt) bzw. 1,02 (Binnenschifffahrt). Damit liegt der Endenergieverbrauch pro Tonnenkilometer in der Seeschifffahrt um 6,4 % (CH<sub>4</sub>) bzw. um 8,8 % (H<sub>2</sub>) über Schiffen mit konventionellen Antrieben. In der Binnenschifffahrt liegt der Mehrverbrauch bei 3,4 % (CH<sub>4</sub>) bzw. 4,6 % (H<sub>2</sub>).



---

Der Anteil der Effizienzsteigerung durch technische Maßnahmen an den Schiffen ist durch den Mix an Verbesserungen im Betriebsablauf, den Einsatz größerer Schiffe und der Geschwindigkeitsreduktion nicht abzuschätzen. Im Vergleich der Szenarien dürften die damit verbundenen Kosten auch ähnlich sein. Abgeschätzt werden können die Mehrkosten von ICEV-CH<sub>4</sub> und ICEV-H<sub>2</sub> Schiffen. Für ICEV-CH<sub>4</sub> Containerschiffe mit 15.000 TEU werden die Mehrkosten mit 22 Mio. € abgeschätzt. Bei einem Binnenschiff werden die Mehrkosten mit 600.000 € angenommen (Verbeek et al. 2013). Für ICEV-H<sub>2</sub> werden höhere Kosten anfallen, da aufgrund der geringeren Energiedichte eine größere Anzahl an Tanks benötigt wird. In den Szenarien wird daher angenommen, dass die Mehrkosten doppelt so hoch sind wie bei den Schiffen mit CH<sub>4</sub>-Antrieb. Aufgrund von Skaleneffekten wird eine jährliche Kostendegression von 0,5 % ab dem Jahr 2025 (ICEV-CH<sub>4</sub>) und ab 2030 (ICEV-H<sub>2</sub>) unterstellt.

## Flugverkehr

Die spezifischen Energieverbräuche in der Luftfahrt sind der Studie Klimaschutzenszenario 2050 entnommen (Repenning et al. 2015). Bis zum Jahr 2050 wird eine jährliche Effizienzsteigerung von 1,5 % veranschlagt, welche der Selbstverpflichtung der Luftfahrtindustrie entspricht. Effizienzpotenziale liegen z. B. in der Verwendung von effizienten Triebwerken mit einem höheren Nebenstromverhältnis, Einsatz von neuartigen Werkstoffen (Leichtbau) und operationelle Optimierung des Flugbetriebes. Insgesamt sinken die spezifischen Verbräuche bis zum Jahr 2050 um 45 %.

In den Szenarien werden in der Luftfahrt die alternativen Energieträger Strom, CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> nicht berücksichtigt und es gibt verkehrsseitig nur ein Szenario. Wie im Schienenverkehr sind daher auch keine Kosten für die Effizienzsteigerung hinterlegt.

### 2.1.4 Endenergiebedarf des Verkehrs

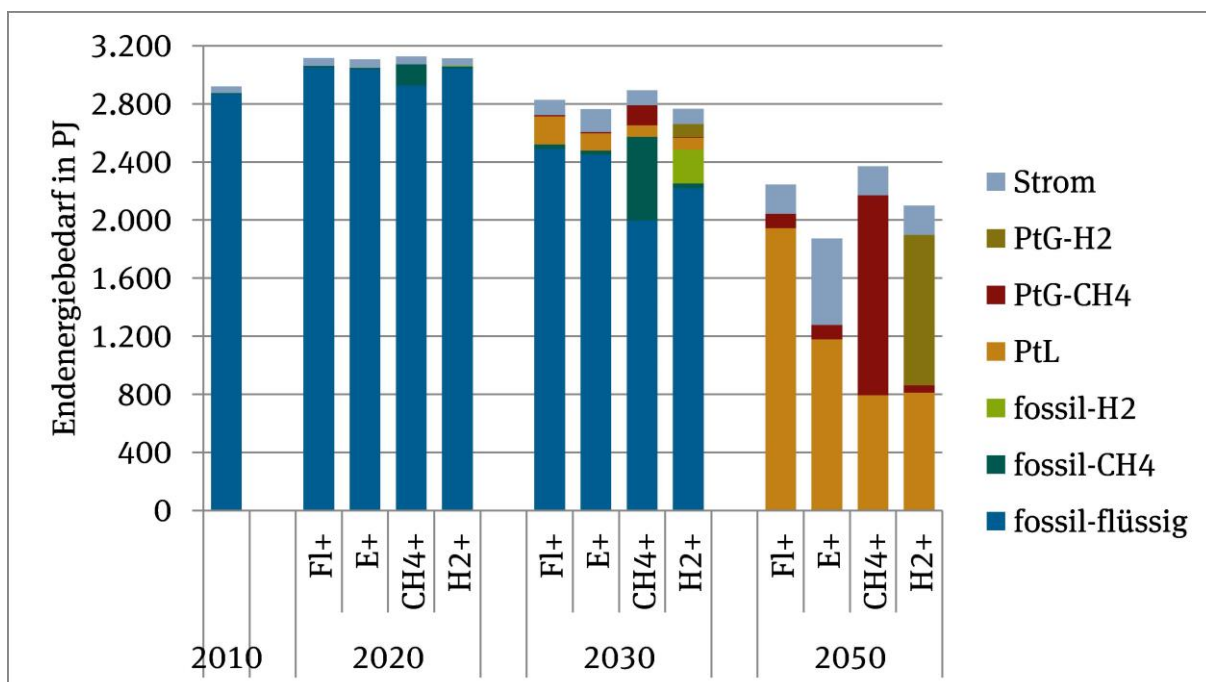
Abschließender Schritt in der Szenarienentwicklung ist die Bestimmung des Endenergiebedarfs des Verkehrssektors, für die im Modell TEMPS der spezifische Energieverbrauch der Verkehrsmittel (Abschnitt 2.1.2) im Bestand mit der Fahrleistung (Abschnitt 2.1.1) zusammengebracht wird. Für die Kostenberechnung und die Ableitung der benötigten Energieinfrastruktur wird der Endenergiebedarf differenziert nach den verschiedenen verkehrsseitigen Anwendungen und nach den verschiedenen Energieträgern dargestellt.

Für einen THG-neutralen Verkehrssektor im Jahr 2050 werden trotz der hinterlegten Energieeffizienzsteigerung THG-neutrale Energieträger benötigt. In den Szenarien sind das neben Strom aus erneuerbaren Anlagen PtG-CH<sub>4</sub>, PtG-H<sub>2</sub> und PtL, deren energetischer Input vollständig aus EE-Strom stammt. Außer den erneuerbaren Anteilen in der Stromerzeugung kommen die genannten erneuerbaren Energieträger heute nicht zum Einsatz und die strombasierten Kraftstoffe sind in der Pilotphase vor der Markteinführung. In den Szenarien ist ein stetiges Anwachsen des erneuerbaren Anteils im deutschen Strommix hinterlegt, so dass im Jahr 2050 der im Verkehrssektor eingesetzte Strom vollständig aus erneuerbaren Quellen stammt.

Für die PtG- und PtL-Herstellung ist angenommen, dass der Einsatz im Jahr 2020 beginnt und eine Phase der Marktentwicklung bis zum Jahr 2030 folgt. Im Jahr 2030 erreichen die PtX-Kraftstoffe in allen Szenarien 10 % des jeweiligen PtX-Endenergiebedarfs im Jahr 2050. In den folgenden 20 Jahren entwickelt sich bei niedriger werdenden Kosten der Markt für diese Kraftstoffe, und sie erreichen im Jahr 2050 eine vollständige Abdeckung des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor. Mit der Annahme des linearen Anstiegs der erneuerbaren Energieanteile im deutschen Strommix und der vergleichbaren Entwicklung der Nachfrage nach erneuerbar hergestellten PtG und PtL-Kraftstoffe zwischen den Szenarien ist auch sichergestellt, dass die THG-Emissionen im Zeitverlauf zwischen 2010 und 2050 in den Szenarien jeweils in einer vergleichbaren Größenordnung liegen.

Trotz der kontinuierlich steigenden Verkehrsleistung ist ab dem Jahr 2020 ein Absinken des Endenergiebedarfs in den Szenarien hinterlegt (Abbildung 2-6). Dies ist mit den erheblichen Effizienzsteigerungen aller Verkehrsmittel zu begründen, die auf Seiten der Verkehrsmittelsanschaffung zu einer Kostensteigerung führen. Auch die im Vergleich zu den H<sub>2</sub> betriebenen Verkehrsträgern frühere Einführung von CH<sub>4</sub>- und Strom-Techniken lassen sich anhand des bereits im Jahr 2020 auftretenden Bedarfs insbesondere an CH<sub>4</sub> erkennen. Die höchsten Minderungen im Endenergiebedarf werden in den beiden Szenarien E+ und H<sub>2</sub>+ aufgrund der höheren Wirkungsgrade von Elektromotoren und Brennstoffzellen erreicht. Der Endenergiebedarf im Szenario CH<sub>4</sub>+ ist dagegen um rund 5 % höher als im Flüssigkraftstoffszenario, da für die CH<sub>4</sub>-Technologien in den Fahrzeugen ein leicht höherer Energieverbrauch angenommen wird (Abschnitt 2.1.3).

Abbildung 2-6: Endenergiebedarf im Verkehrssektor nach Kraftstoffen- Entwicklung von 2010 bis 2050



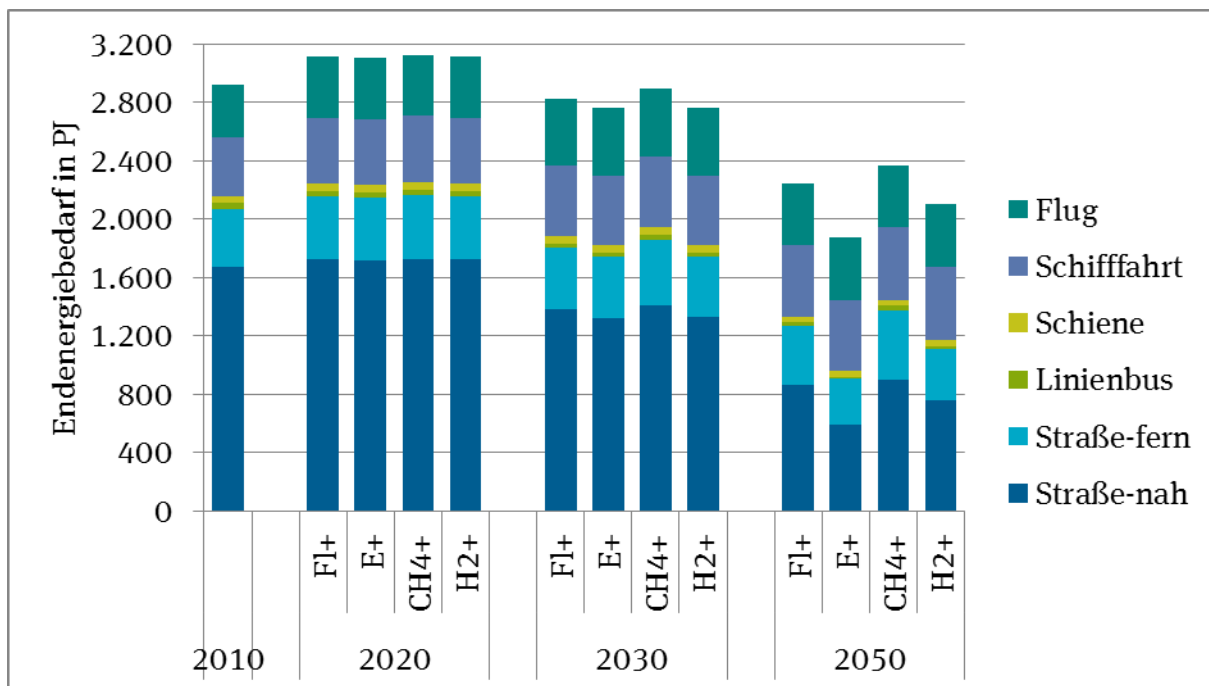
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 2-6 zeigt auch deutlich, dass in allen Szenarien – auch wenn alternative Antriebstechnologien in erheblichem Maß eingeführt sind – Flüssigkraftstoffe auch im Jahr 2050 eine relevante Rolle spielen. Selbst in den Szenarien CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ beträgt der Anteil der Flüssigkraftstoffe mehr als ein Drittel am gesamten Endenergiebedarf. Dies resultiert aus der Tatsache, dass im Flugverkehr keine alternativen Kraftstoffe zum Einsatz kommen und in den Szenarien im Schiffsverkehr der Systemwechsel wegen der langen Nutzungsdauer der Schiffe noch nicht abgeschlossen ist. Auch im Straßenverkehr kommen in den erstellten Szenarien Flüssigkraftstoffe in mit Strom kombinierten Antriebssystemen zum Einsatz.

Die Verteilung des Endenergiebedarfs auf die einzelnen Anwendungsbereiche im Verkehrssektor sind in Abbildung 2-7 zu sehen. Der Anteil des Endenergiebedarfs durch den Straßenverkehr geht langfristig von rund 72 % auf unter 60 % zurück. Dies ist vor allem damit zu begründen, dass effiziente elektrische Motoren im Straßenverkehr zum Einsatz kommen und verbrennungsmotorischen Verkehr verdrängen. Zudem ist der Anstieg der Verkehrsleistung im Flugverkehr und in der Schifffahrt größer als im Straßenverkehr, was die Bedeutung dieser beiden Anwendungsbereiche wachsen lässt.

Beim Einsatz von im Vergleich zu verbrennungsmotorischen Fahrzeugen effizienteren Brennstoffzellenfahrzeugen und Oberleitungs-Lkw geht der Anteil des Endenergiebedarfs im Straßenverkehr noch weiter zurück; im Fall des Szenarios E+ sogar auf unter 50 %.

Abbildung 2-7: Endenergiebedarf im Verkehrssektor nach Anwendungen - Entwicklung von 2010 bis 2050



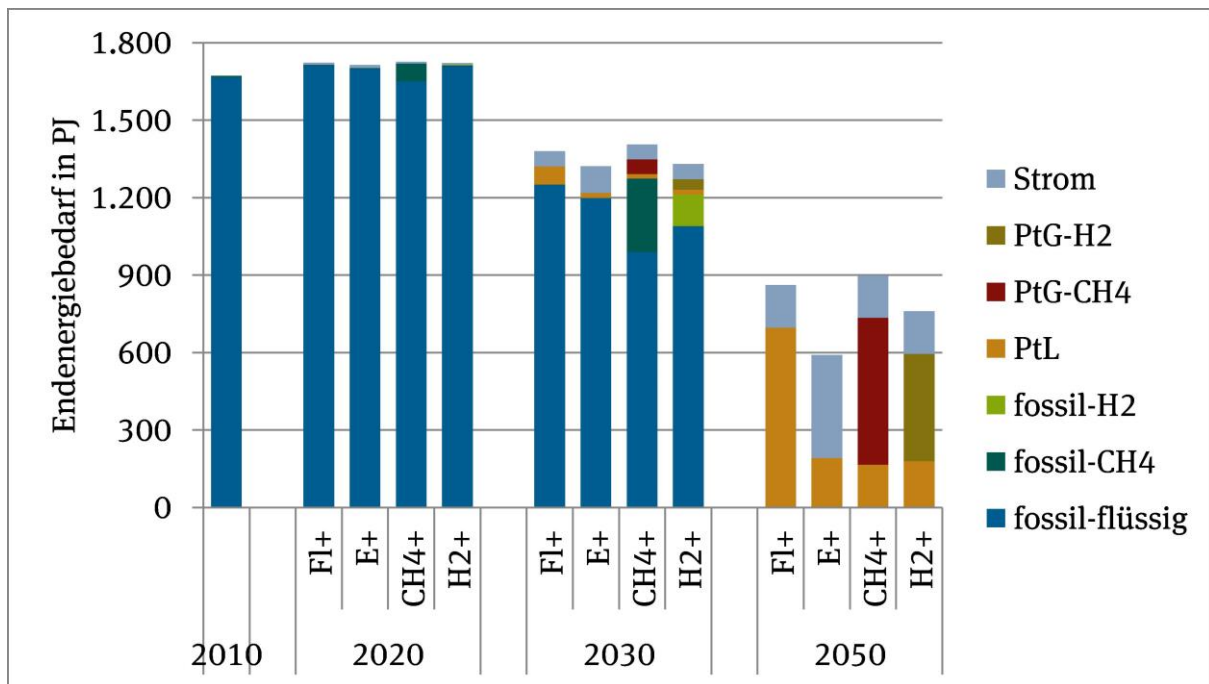
Quelle: Eigene Berechnungen

### Straßennahverkehr

Der Endenergieverbrauch im Straßenpersonenverkehr und im Güternahverkehr ist im Jahr 2010 mit Abstand am höchsten im Vergleich der verschiedenen Anwendungen. Auch wenn in diesem Bereich die stärkste Endenergieverbrauchsminderung erreicht wird, bleibt dieser Teilbereich des Verkehrssektors der größte Energienachfrager. In allen Szenarien werden Endenergieverbrauchsminderungen um annähernd 50 % erreicht, da neben der Effizienzsteigerung bei den Fahrzeugen auch in allen Szenarien (teil-)elektrische Fahrzeuge zum Einsatz kommen. Der höhere Wirkungsgrad der Brennstoffzellen und der Elektromotoren führt auch im Straßenverkehr zu der höheren Endenergieminderung in den jeweiligen Szenarien.



Abbildung 2-8: Endenergiebedarf für die Anwendungen Straßennahverkehr, Entwicklung von 2010 bis 2050



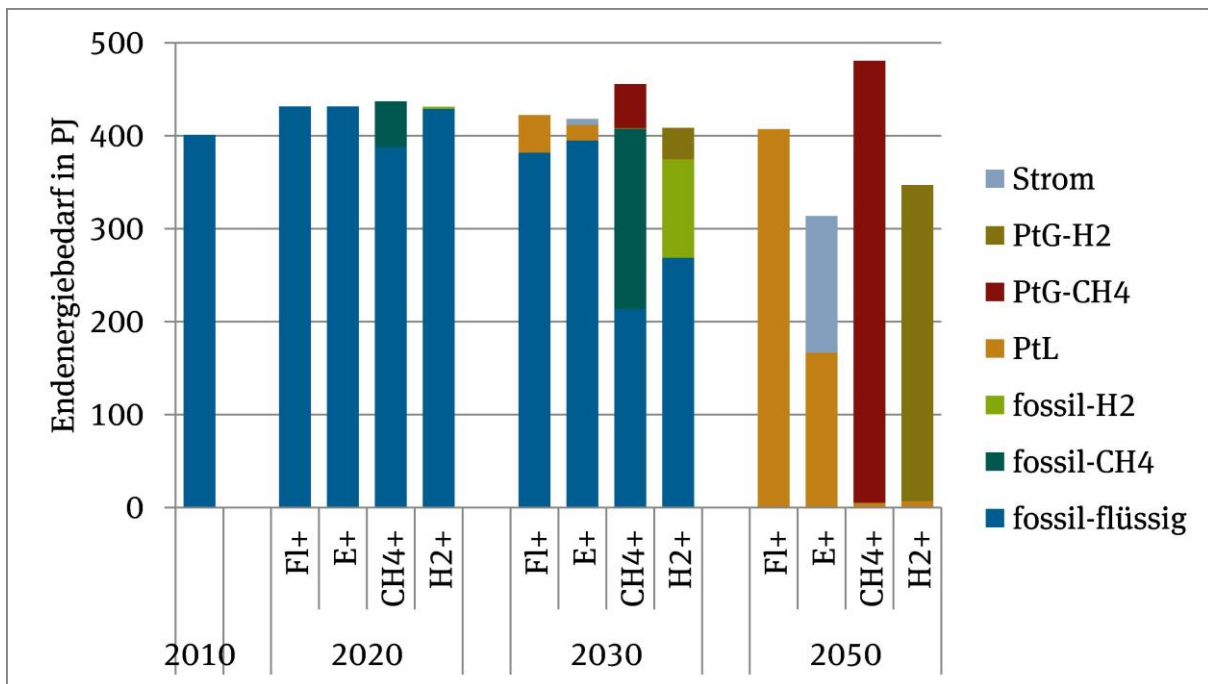
Quelle: Eigene Berechnungen

### Straßenfernverkehr

Im Straßenfernverkehr liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2010 bei rund 20 % des gesamten Straßenverkehrs. Aufgrund der stark steigenden Verkehrsleistung und den geringeren Möglichkeiten der Effizienzsteigerungen im Güterverkehr bleibt der Endenergieverbrauch im Szenario Fl+ im Jahr 2050 annähernd auf dem Niveau von 2010. In den Zwischenjahren ist sogar teilweise ein Anstieg zu erkennen. Wie beim Straßennahverkehr liegt das Niveau des Endenergiebedarfs im Szenario CH<sub>4</sub>+ über dem im Flüssigkraftstoffszenario. Die Markteinführung der CH<sub>4</sub>-Lkw beginnt zudem früher als bei den übrigen alternativen Technologien, so dass im Jahr 2050 bereits mehr als 50 % des Endenergiebedarfs durch CH<sub>4</sub> hervorgerufen wird.

Beim Einsatz von Brennstoffzellen und Elektromotoren liegt der Endenergiebedarf entsprechend der Wirkungsgrade unter dem Szenario Fl+. Deutlich wird aber auch, dass in dem hinterlegten Szenario nicht von einer vollständigen Elektrisierung der Fernverkehrsstraßen ausgegangen wird und ein erheblicher Teil der Fahrleistung der OC-GIV (25 %) mit dem Verbrennungsmotor zurückgelegt wird.

Abbildung 2-9: Endenergiebedarf für die Anwendungen Straßenfernverkehr, Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen

#### Linienbusse

Bei den Linienbussen sind strukturell dieselben Effekte wie bei den übrigen Straßenanwendungen zu erkennen. Im Szenario FI+ sinkt der Endenergiebedarf im Vergleich zum Jahr 2010 um annähernd 40 % bis zum Jahr 2050. Bei der Nutzung von CH<sub>4</sub> liegt er höher, bei den übrigen Szenarien niedriger (Tabelle II-14).

#### Schienerverkehr

Im Schienenverkehr bleibt der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 annähernd konstant und sinkt daraufhin kontinuierlich. Im Jahr 2050 wird eine Endenergieverbrauchsminderung von über 20 % erreicht. Dabei steigt der Anteil der Stromnutzung von 90 % im Jahr 2010 auf 96 % im Jahr 2050.

#### Schiffsverkehr

Der starke Anstieg der Transportleistung im Schiffsverkehr – vor allem im Seeschiffsverkehr – wird in allen Szenarien nicht durch die Effizienzsteigerung der Schiffe kompensiert. Bis zum Jahr 2030 steigt der Endenergiebedarf um 20 %. Nachfolgend bis zum Jahr 2050 steigt der benötigte Energiebedarf nur noch leicht an (Tabelle II-15). In den Szenarien CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ ist der Endenergiebedarf im Gegensatz zum Straßenverkehr im Vergleich zum Szenario FI+ höher, da die Wirkungsgrade im Verbrennungsmotor geringer sind und auch ein höherer Platzbedarf für die Energiespeicherung anfällt.

Während sich der Energiebedarf des Straßenfern- und im Schiffsverkehr im Jahr 2010 auf einem ähnlichen Niveau befinden, ergibt sich durch die unterschiedlichen Entwicklungen, dass im Schiffsverkehr im Jahr 2050 außer im Szenario CH<sub>4</sub>+ ein um mehr als 100 PJ höherer Endenergiebedarf anfällt.

---

## Flugverkehr

Im Flugverkehr ist durch den Anstieg der Verkehrsleistung ein Anstieg des Endenergiebedarfs bis zum Jahr 2030 um annähernd 30 % gegenüber 2010 angenommen (Tabelle II-16). Durch den geringeren Anstieg im Flugaufkommen und der weiteren Effizienzsteigerung sinkt der Endenergiebedarf im Folgenden, so dass der Anstieg des Endenergiebedarfs im Jahr 2050 nur noch 17 % im Vergleich zu 2010 beträgt. Da keine anderen Energieträger zum Einsatz kommen, besteht die Endenergiefrägnachfrage über den vollständigen Zeitraum zu 100 % aus Flüssigkraftstoffen.

Wie beim Schiffsverkehr ist dabei auffällig, dass die Endenergienachfrage im Jahr 2050 über der im Straßenfernverkehr liegt. Dieser Teilbereich gewinnt bei der Dekarbonisierung des Verkehrssektors also an Bedeutung.

## 2.2 Szenarien der Energieversorgung des Verkehrssektors

Für den Vergleich der verschiedenen Optionen, den Verkehrssektor mit Energie zu versorgen, wird mit den Verkehrsszenarien in Abschnitt 2.1 die Grundlage gelegt. In diesem Abschnitt wird darauf eingegangen, wie die Nachfrage nach Energie aus dem Verkehrssektor gedeckt und welche verkehrsseitige Infrastruktur dafür benötigt wird. Wie im Fall der Verkehrsszenarien wird zunächst ein Mengengerüst für die benötigte Infrastruktur hergeleitet, welches im darauf folgenden Schritt mit Annahmen zu spezifischen Kosten gekoppelt wird. Dasselbe Vorgehen wird auch für die Kostenherleitung der eingesetzten Energieträger gewählt, wobei der Energiebedarf bereits aus dem Verkehrsszenario abgeleitet vorliegt (Abschnitt 2.1.4).

### 2.2.1 Entwicklung der Energieinfrastruktur des Verkehrssektors

Aus der aktuellen Dominanz der Flüssigkraftstoffe im Verkehrssektor folgt, dass auch die Energieinfrastruktur, d. h. die Verteilung der Kraftstoffe und die Betankung an Tankstellen, außer im Schienenverkehr annähernd vollständig auf Flüssigkraftstoffe ausgelegt ist. Wird aus Klimaschutzgründen die Nutzung alternativer Energieträger forciert, geht damit auch ein Systemwechsel einher. Dieser Systemwechsel in der Infrastruktur wird entsprechend der vier unterschiedlichen Szenarien verschieden stark ausfallen. Aus diesem Grund werden für jeden Anwendungsbereich und für jedes Verkehrsszenario eigene Entwicklungen für die Energieinfrastruktur des Verkehrs abgeleitet.

Die Methodik bei der Ableitung der möglichen Entwicklungen kann sich zwischen den verschiedenen Energieträgern und Anwendungen im Verkehrssektor unterscheiden, und es wird zum Teil über die Anzahl der Fahrzeuge (z. B. bei Heimladepunkten von Elektrofahrzeugen) und zum Teil über die Endenergienachfrage (z. B. Zahl der Zapfsäulen) die zukünftige Entwicklung zwischen den Szenarien variiert.

In den Szenarien werden Flüssigkraftstoffe, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> und Strom als Energieträger im Verkehrssektor eingesetzt. CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> werden dabei in verschiedenen Verkehrsanwendungen teilweise flüssig oder als komprimiertes Gas im Verkehrsmittel gespeichert. Für CH<sub>4</sub> wird angenommen, dass die Speicherung an der Tankstelle immer in dem im Verkehrsmittel genutzten Aggregatzustand stattfindet. Bei der Nutzung von H<sub>2</sub> im Straßenverkehr wird dagegen angenommen, dass die Verteilung und somit auch die Speicherung an der Tankstelle im kryogenen, flüssigen Zustand durchgeführt werden. Hüttenrauch et al. (2015) gehen davon aus, dass der leitungsgebundene gasförmige H<sub>2</sub>-Transport bei

---

langen Distanzen teurer ist als der kryogene Lkw-Transport. Andere potenzielle Energiespeicher wie LOHC<sup>9</sup> werden nicht in Betracht gezogen.

Der rohrbasierte Transport von H<sub>2</sub> würde gerade in der Übergangszeit zu H<sub>2</sub> eine Parallelinfrastruktur zur CH<sub>4</sub>-Rohrleistungsinfrastruktur bedeuten, die gerade in den Anfangszeiten wegen der geringen im Markt befindlichen Fahrzeuge keine ausreichende Auslastung besitzt. Die Nutzung von kryogenem H<sub>2</sub> an der Tankstelle wurde auch in einem Expertengespräch<sup>10</sup> als die wahrscheinlichste Variante der H<sub>2</sub>-Nutzung bestätigt. Im Fall der Nutzung von PtG-H<sub>2</sub> wird zudem von einer Produktion im Ausland und einer Lieferung im kryogenen Zustand per Schiff ausgegangen. Andere Optionen wie der Stromtransport nach Deutschland mit einer darauf folgenden H<sub>2</sub>-Herstellung und –Verflüssigung vor Ort oder auch eher lokale und regionale Ansätze der H<sub>2</sub>-Produktion mit einer Speicherung als Gas sind denkbar; Mischsysteme sind wahrscheinlich. Auch sind ähnliche Energieverluste zu erwarten, wenn eine Verflüssigung vorgenommen wird. Für die Vergleichbarkeit der Szenarien und für die Reduzierung verschiedener Möglichkeiten der Energieversorgung wird –wie bereits angesprochen – auf ausländische Produktionsstandorte und den kryogenen Schiffstransport zurückgegriffen.

Unterschieden wird in der Energieinfrastruktur zudem zwischen den Betankungsorten der Tankstellen. Bei den flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen wird zwischen öffentlichen Tankstellen und Tankstellen auf Betriebshöfen differenziert. Bei Linienbussen wird davon ausgegangen, dass diese auf dem Betriebsgelände tanken. Im Schiffsverkehr wird von einer Betankung durch Tankschiffe ausgegangen. Für batterieelektrische Fahrzeuge erweitern sich durch Heimpladestationen (Wallboxes) die Optionen der Beladung um den Standort „eigenes Grundstück“, indem die Wallboxes an den zu Hause gelegenen Hausanschluss des Stromnetzes angeschlossen werden. Zudem wird bei den öffentlichen Lademöglichkeiten zwischen „normalen“ Ladepunkten mit Ladeleistungen bis zu 22 kW und Schnelllademöglichkeiten mit Ladeleistungen von über 50 kW unterschieden. Im Straßengüterverkehr wird im Szenario E+ beim Einsatz der OC-GIV die genutzte Energie kontinuierlich während des Fahrens bereitgestellt.

In Folgenden wird eine Herleitung für den Bestand an Tankstellen gegeben. Neben der Veränderung der Infrastruktur findet aber auch eine fortwährende Wartung der bestehenden Anlagen und gegen Ende der Lebensdauer der Tankstellen- und Ladesäulen eine Erneuerung statt. Die Lebensdauer, nach der eine vollständige Erneuerung der Anlage in Angriff genommen wird, ist in dieser Studie mit 20 Jahren festgelegt, d. h. nach 20 Jahren im Bestand wird eine Zapfsäule bzw. eine Ladesäule erneut gebaut und kostenseitig berücksichtigt.

### Straßennahverkehr und Straßenfernverkehr – Tankinfrastruktur

Der Straßenpersonenverkehr und die Fahrzeuge für den Nahtransport von Gütern nutzen heute eine weit verbreitete Tankstelleninfrastruktur, so dass in der Szenariogestaltung alle Tankstellen, die nicht an Autobahnen liegen, den Anwendungen der Kategorie Straßennahverkehr zugesprochen werden. Abgesehen von Autobahntankstellen waren laut (ADAC 2015) im Jahr 2014 knapp über 14.000 öffentliche Straßentankstellen in Betrieb. Die Mehrzahl dieser Tankstellen besitzt alleine Tankmöglichkeiten für Flüssigkraftstoffe. H<sub>2</sub>-Tankstellen befinden sich heute in der Phase von Pilotprojekten; CH<sub>4</sub> ist dagegen bereits etablierter und im Jahr 2010 bestand an 850 Tankstellen in Deutschland die Möglichkeit, Erdgas zu tanken (Erdgas Mobil 2015).

<sup>9</sup> LOHC: liquid organic hydrogen carrier

<sup>10</sup> Telefonat/Gespräch mit Vertretern der Shell AG.

---

Die Tankstellen an Autobahnen und an Autohöfen neben der Autobahnen werden sowohl von Fahrzeugen genutzt, die den Kategorien Straßennahverkehr und Straßenfernverkehr zuzuordnen sind. Das ist auch in der Ableitung der Szenarien berücksichtigt, indem die Zahl der Zapfsäulen an diesen Tankstellen gemäß der Verteilung des Endenergiebedarfs der Kategorien Straßennahverkehr und Straßenfernverkehr aufgeteilt wird. Insgesamt sind somit ca. 550 Autobahntankstellen diesen beiden Anwendungen zugeordnet (autohof.net 2014; EHI 2015).

Zurückblickend ist ein erhebliches „Tankstellen-Sterben“ sichtbar (ADAC 2015). Dies ist mit der schlechten Wirtschaftlichkeit von kleinen, innerstädtischen Tankstellen und strengeren Sicherheitsregeln zu erklären. Auch in Zukunft ist davon auszugehen, dass die Zahl der Tankstellen weiter zurückgehen wird. Die Gründe dafür sind vielfältig, und es ist unter anderem mit dem Absinken des Endenergiebedarfs (Abschnitt 2.1.4) zu begründen. Aus diesem Grund wird aus der vergangenen Entwicklung und einer Trendfortschreibung ein Tankstellenszenario abgeleitet. Im Jahr 2050 wird daher angenommen, dass die Zahl der Tankstellen auf rund 9.000 sinkt.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass teilweise neue Tankstellen eröffnet werden, wenn eine Nichtverlängerung von Pachtverträgen oder strengere Sicherheitsvorkehrungen und Platzmangel beim Einsatz alternativer Energieträger zur Schließung bestehender Tankstellen führen<sup>11</sup>. Als Annahme wird gesetzt, dass 8.000 der Tankstellen im Jahr 2050 bereits im Jahr 2010 existiert haben und an knapp über 1.000 ein neuer Tankstellenort für die Nutzung präpariert werden muss, was mit höheren Kosten verbunden ist.

Für Autobahntankstellen und Tankstellen an Autohöfen wird von keiner Veränderung der Tankstellenzahl ausgegangen. Durch die Veränderung des Endenergiebedarfs verändert sich dort allerdings die Zahl der Zapfsäulen.

Die Anzahl der Zapfsäulen in Deutschland ist für die Kostenrechnung eine weitere relevante Größe. Aus Angaben zur Zahl der Eichungen von Zapfsäulen pro Jahr (MLUVMV 2012) und der Zahl der Tankstellen in Mecklenburg-Vorpommern wird für Flächentankstellen (Nicht-Autobahn Tankstellen) abgeschätzt, dass für den Tankstellenbestand im Jahr 2010 von sechs Tankpunkten je Tankstelle ausgegangen werden kann. Ein Tankpunkt kann dabei mehrere Zapfsäulen mit verschiedenen Kraftstoffen besitzen. Anhand von Internetrecherchen wird bei Autobahntankstellen und Autohöfen von 14 Tankpunkten je Tankstelle ausgegangen. Diese Werte wurden in einem Expertengespräch auch als plausibel angesehen.

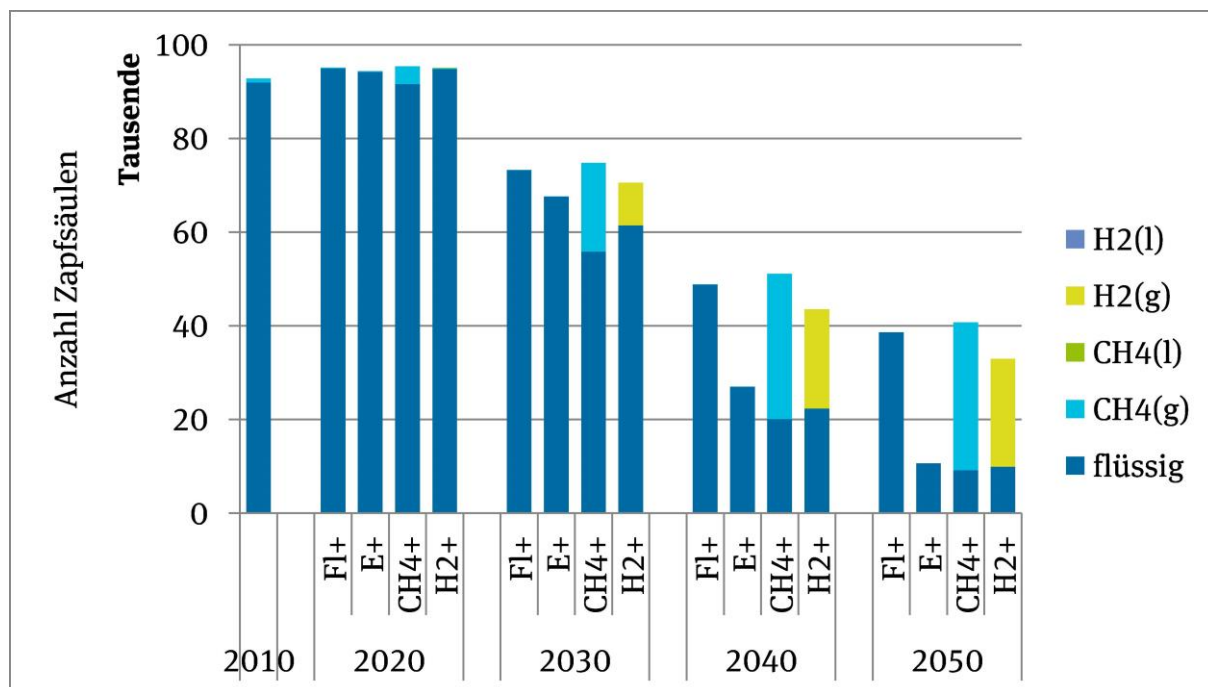
Damit kann davon ausgegangen werden, dass als Ausgangsbasis im Jahr 2010 an Tankstellen in der Fläche rund 86.500 Zapfsäulen zum Tanken zur Verfügung stehen, von denen nur ein minimaler Anteil die Möglichkeit bietet, komprimiertes CH<sub>4</sub> zu tanken. Für den Straßenfernverkehr befinden sich zusätzlich rund 7.800 Zapfsäulen an und in der direkten Umgebung von Autobahnen, die vom gesamten Straßenverkehr genutzt werden. Die Verteilung dieser Zapfsäulen auf die Kategorien Straßennahverkehr und Straßenfernverkehr findet über das Verhältnis der Energienachfrage aus den beiden Anwendungskategorien statt.

Die Fortschreibung der Anzahl an Zapfsäulen wird an die Endenergienachfrage des Straßenverkehrs gekoppelt. Mit einem Absinken der Endenergienachfrage sinkt proportional die Zahl der Zapfsäulen, da damit eine Verringerung der Tankvorgänge verbunden ist. Die Verteilung der Zapfsäulen im Bestand bezieht sich dabei auf die nachgefragte Menge der verschiedenen Endenergieträger. Mit diesem Vorgehen ist die starke Verringerung der Energienachfrage des Verkehrssektors auch mit einem star-

<sup>11</sup> Telefonat/Gespräch mit Vertreter der Shell AG.

ken Rückgang der Anzahl an Zapfsäulen verbunden. Dies hängt auch damit zusammen, dass in allen Szenarien eine Marktdurchdringung elektrischer Fahrzeuge angenommen ist. In den Szenarien FI+, CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ sinkt die Anzahl der Zapfsäulen bei Flächentankstellen um bis zu 65 % gegenüber 2010 auf eine Größenordnung von 30.000 bis 40.000 Zapfsäulen (Abbildung 2-10). Im Szenario E+, in dem im Straßenpersonenverkehr annähernd keine rein verbrennungsmotorischen Fahrzeuge im Jahr 2050 im Bestand sind, sinkt die Zahl der Zapfsäulen auf unter 10.000. Somit ist an fast jeder Tankstelle nur noch eine Flüssigkraftstoffzapfsäule vorzufinden (Tabelle II-17).

Abbildung 2-10: Anzahl Zapfsäulen für die Anwendungen Straßennahverkehr - Entwicklung von 2010 bis 2050



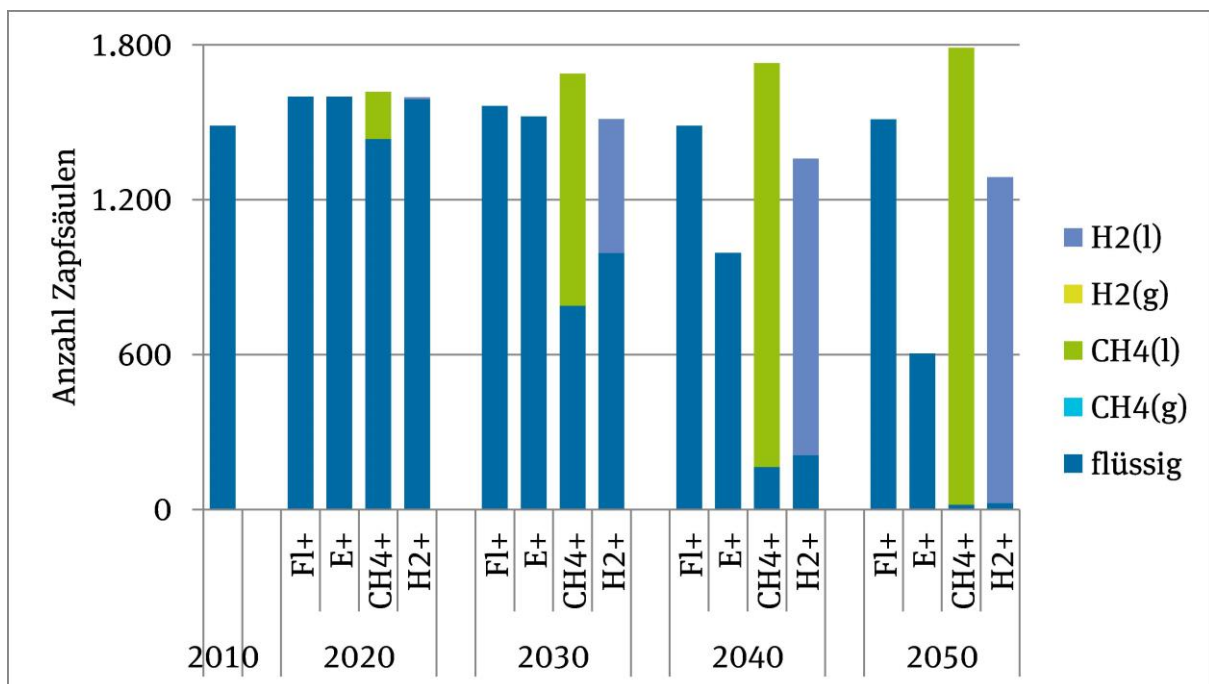
Quelle: Eigene Berechnungen

An den Autobahnen und deren Umgebung ist der Rückgang der Zapfsäulenzahl relativ etwas geringer. OC-GIV haben einen höheren verbrennungsmotorischen Fahranteil als PHEV im Personenverkehr, so dass der Rückgang des Energiebedarfs geringer ist. Im Szenario H<sub>2</sub>+ sinkt die Zahl der Zapfsäulen über 50 % gegenüber 2010 auf ungefähr 3.500. In den Szenarien CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ ist der Rückgang der Zapfsäulen geringer, und es wird von 4.150 bzw. 4.600 Zapfsäulen ausgegangen. Am geringsten ist die Zahl der Zapfsäulen verständlicherweise im Szenario E+.

Die Zapfsäulen an Autobankstellen und Autohöfen wird nach dem Endenergiebedarf der Anwendungen Straßennahverkehr und Straßenfernverkehr zugeordnet. Dementsprechend werden ca. 1.500 Zapfsäulen an diesen Standorten dem Straßenfernverkehr zugesprochen (Abbildung 2-11). Durch die annähernd konstant bleibende Energienachfrage aus dem Straßengüterverkehr verändert sich die Zahl der Zapfsäulen in den Szenarien FI+, CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ nur geringfügig, und die Umrüstung der Tankstellen schreitet kontinuierlich fort. Im Szenario E+ dagegen sinkt die Energienachfrage nach Flüssigkraftstoff dermaßen stark, dass im Jahr 2050 im Schnitt nur noch wenig mehr als eine Zapfsäule an Autobahntankstellen für den Straßenfernverkehr zur Verfügung steht (Tabelle II-18).



Abbildung 2-11: Anzahl Zapfsäulen für die Anwendungen Straßenfernverkehr - Entwicklung von 2010 bis 2050

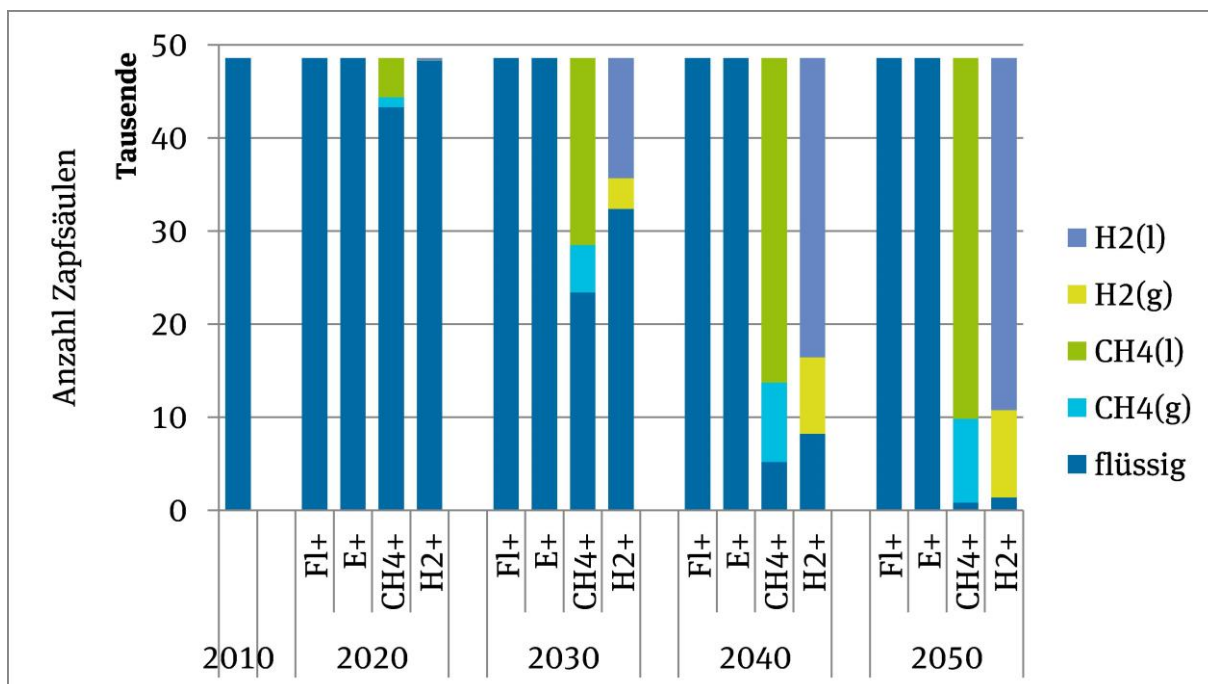


Quelle: Eigene Berechnungen

Im Güterverkehr sind Betriebstankstellen, die nicht im öffentlichen Raum, sondern sich auf Betriebshöfen der Fahrzeugbesitzer befinden, ein häufiger Ort zum Betanken der Fahrzeuge. Da keine Literatur zur Anzahl der Betriebstankstellen gefunden wurde, liegt dem Infrastrukturszenario eine eigene Abschätzung zugrunde. In der repräsentativen Erhebung Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010) befindet sich eine Frage nach der Verfügbarkeit der Betankung auf dem eigenen Betriebshof. Bei Lkw, die in diesem Vorhaben dem Straßenfernverkehr zugeordnet sind, besitzen nach der KiD 2010 61 % der Fahrzeuge die Möglichkeit, auf dem Betriebshof zu tanken; bei den kleineren Lkw des Nahverkehrs sind dies 40 % (Wermuth et al. 2012). Werden die Ergebnisse der Befragung mit aktuellen Bestandszahlen von Lkw gekoppelt, lässt dies eine Abschätzung für die Zahl der Betriebstankstellen in Deutschland zu.

Mithilfe des beschriebenen Vorgehens wird die Zahl von Betriebstankstellen auf ungefähr 48.500 abgeschätzt. Es ist davon auszugehen, dass diese einfacher gestaltet sind als öffentliche Tankstellen, nur eine Zapfsäule je Betriebshof besitzen und geringere Kosten verursachen. Die Verteilung dieser Tankstellen auf die Lkw für den Nah- und Fernverkehr und auf die verschiedenen Energieträger findet wie bei den übrigen Tankstellentypen über das Verhältnis der Endenergienachfrage statt. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass die Gesamtzahl der Tankstellen sich im Lauf der Zeit nicht verändert, da in annähernd allen Fahrzeugkonfigurationen im Güterverkehr (Ausnahme: BEV im Güternahverkehr) Flüssigkraftstoffe oder CH<sub>4</sub> bzw. H<sub>2</sub> genutzt werden (Abbildung 2-12).

Abbildung 2-12: Anzahl Zapfsäulen auf Betriebshöfen – Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen

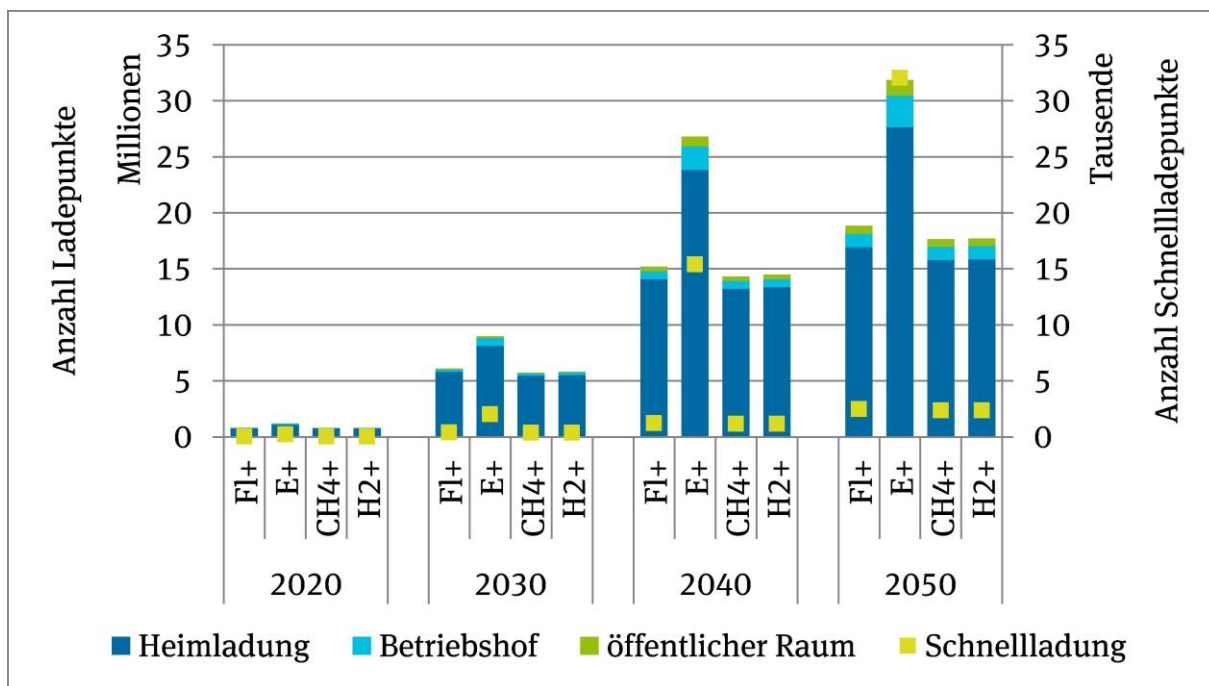
#### Straßennah- und -fernverkehr – Ladeinfrastruktur

In den Szenarien wird für den Straßenpersonenverkehr und den Güternahtransport in allen Szenarien eine Ladeinfrastruktur für die batterieelektrischen Fahrzeugtypen benötigt. Im Güterfernverkehr findet die Einführung der OC-GIV statt, für die eine Oberleitungsinfrastruktur notwendig ist. Im Gegensatz zur Tankinfrastruktur bezieht man sich bei der Ableitung der Ladeinfrastruktur vor allem auf die eingesetzten Fahrzeuge. Dabei muss zwischen der Ladeinfrastruktur zu Hause und der im öffentlichen Raum unterschieden werden, wobei im öffentlichen Raum „normale“ Ladepunkte mit bis zu 22 kW Ladeleistung und Schnellladestellen mit mehr als 50 kW Ladeleistung zu finden sind.

Bei der Nutzung von batterieelektrischen Fahrzeugen wird die Annahme getroffen, dass alle Fahrzeugnutzer, die die Möglichkeit besitzen, auf ihrem Grundstück eine Heimpladestelle installieren zu können, diese Möglichkeit auch nutzen und eine Wallbox installieren. Aus der Erhebung Mobilität in Deutschland 2008 (MiD 2008) kann abgeleitet werden, dass rund 70 % der Pkw-Besitzer einen Stellplatz auf dem eigenen Grundstück besitzen (Follmer et al. 2010) und somit potenzielle Heimplader sind. Lkw unter 18 t zulässigem Gesamtgewicht und leichte Nutzfahrzeuge werden zu rund 85 % auf dem Betriebshof abgestellt (Wermuth et al. 2012). In den Szenarien, die Elektromobilität nicht als Schwerpunkt haben, wird daher angenommen, dass im MIV im Jahr 2050 80 % der Besitzer von EV eine Heimpladesäule besitzen; im Szenario E+ sinkt dieser Wert auf 70 %, da annähernd alle Pkw elektrisch angetrieben werden. In der Einführungsphase bis 2020 wird der Anteil Heimplader in allen Szenarien auf 99 % der EV-Besitzer gesetzt, worauf eine lineare Entwicklung zu den genannten Werten in 2050 angenommen wird. Im Güterverkehr wird in den Szenarien mit weniger Elektromobilität der Anteil der EV-Fahrzeugnutzer mit der Möglichkeit auf dem Betriebshof zu laden über den gesamten Zeitraum auf 100 % belassen. Im Szenario E+ sinkt der Anteil der Fahrzeuge, die über einen Ladepunkt auf dem Betriebshof verfügen, auf die aus der KiD 2010 abgeleiteten rund 85 % der Fahrzeugbesitzer.



Abbildung 2-13: Anzahl Ladepunkte für die Anwendung Straßennahverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen

Für die Ableitung der öffentlichen Ladeinfrastruktur (<22 kW) wird angenommen, dass vor allem die Fahrzeuge, die nicht die Möglichkeit besitzen, auf dem eigenen Grundstück zu laden, diese in Anspruch nehmen werden. Ein Faktor für das Verhältnis zwischen der Anzahl der elektrischen Fahrzeuge und den Ladepunkten wird für unterschiedliche Fahrzeugkonfigurationen aus der elektrischen Reichweite und der Anzahl der möglichen Ladungen pro Tag hergeleitet. Wird eine tägliche Fahrleistung von 30 km angenommen, ergibt sich für BEV 150 und BEV 300, dass jedes Fahrzeug annähernd alle 5 bzw. 10 Tage geladen werden muss. Wird jeweils ein Ladevorgang während des Tages und einer während der Nacht an einer Ladesäule durchgeführt, kann daraus abgeleitet werden, dass 10 (BEV 150) bzw. 20 (BEV 300) Fahrzeuge sich einen Ladepunkt „teilen“ können. Für PHEV und die übrigen Fahrzeugtypen werden ähnliche Überlegungen angestellt (Tabelle II-20). Da auch Heimplader die öffentlichen Ladepunkte nutzen werden, wird ein zusätzlicher Wert auf die so abgeleiteten Faktoren addiert. Für die Herleitung der öffentlichen Ladepunkte wird dieser Faktor aber nur mit der Zahl der Fahrzeuge, die keine Heimlademöglichkeit besitzen, verknüpft.

Bei den Schnellladesäulen wird davon ausgegangen, dass alle Typen von Fahrzeugen bei Fernfahrten die Schnellladesäulen in Anspruch nehmen. Wird angenommen, dass die Zahl der Ladevorgänge je Fahrzeug an Schnellladesäulen den Tankvorgängen an Autobahnen entspricht, kann die benötigte Zahl an Schnellladesäulen über die Ladedauer abgeschätzt werden. Für eine vollständige Beladung eines BEV 150 an einer Schnellladesäule wird eine Zeitdauer von einer halben Stunde angesetzt; für ein BEV 300 die doppelte Zeit. Vergleicht man dies mit der Tankdauer (5 Minuten), werden je Fahrzeug dementsprechend sechs (BEV 150) bzw. zwölf (BEV 300) Mal so viele Schnellladestellen je Fahrzeug wie Zapfsäulen benötigt. Die daraus abgeleiteten Faktoren sind ebenfalls in Tabelle II-20 mit aufgeführt.

In den Szenarien ohne den Schwerpunkt auf Elektromobilität resultieren aus diesen Annahmen im Jahr 2050 zwischen 16 und 17 Mio. Heimladepunkte, die mit Wallboxes ausgestattet sind. Im Szenario E+ steigt die Heimladeinfrastruktur auf über 27 Mio. Ladepunkte Abbildung 2-13 und ist damit

---

annähernd doppelt so hoch wie in den anderen Szenarien. Wegen der geringeren Anzahl an Fahrzeugen, die die öffentliche Ladeinfrastruktur unbedingt benötigen, ist die Anzahl der öffentlichen Ladepunkte geringer. Im Szenario E+ ergeben sich knapp unter 1,4 Mio. öffentliche Ladepunkte. In den übrigen Szenarien sind im Jahr 2050 zwischen 680.000 und 740.000 öffentliche Ladepunkte angenommen. Auf Betriebshöfen sind im Jahr 2050 zwischen annähernd 1,2 Mio. und 2,8 Mio. Ladepunkte zu finden.

Bei der Herleitung der Schnellladepunkte macht sich vor allem bemerkbar, dass im Szenario E+ BEV 300 im Bestand sind, die auch den Anteil der PHEV verringern. Daraus ergibt sich die Anzahl von rund 32.000 Schnellladepunkten. In den übrigen Szenarien liegt die Zahl mit 2.350 bis 2.500 Schnellladepunkten deutlich niedriger, da der Bestand der rein elektrischen Fahrzeuge (BEV) erheblich geringer ist.

Im Szenario E+ kommen im Straßenfernverkehr auch Oberleitungsfahrzeuge (OC-GIV) zur Anwendung, welche auf elektrifizierten Autobahnabschnitten elektrisch betrieben werden können. Im Ausbauszenario der Oberleitungsinfrastruktur wird davon ausgegangen, dass nicht das gesamte Autobahnnetz elektrifiziert wird, sondern sich der Ausbau auf Abschnitte mit besonders hoher Güterverkehrsleistung beschränkt. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen gibt im Umweltgutachten 2012 eine Länge des zu elektrifizierendem Autobahnnetzes von 5.700 km an, um die wesentlichen Hauptmagistralen mit dem größtem Verkehrsaufkommen zu elektrifizieren (SRU 2012).

Im Szenario E+ wird aufgrund der Fahrzeugkonfiguration mit einem Dieselaggregat angenommen, dass lediglich 4.000 km der Bundesautobahnen (rund 30 %) elektrifiziert werden, und dass auf diesen Strecken rund 60 % der Verkehrsleistung erbracht werden. Der Netzausbau beginnt bereits zwei Jahre vor der Markteinführung und ist im Jahr 2040 abgeschlossen. Dabei werden anfänglich wenige Abschnitte elektrifiziert, ab 2026 bis zum Jahr 2034 wird dann von einem Ausbau von 300 km pro Jahr ausgegangen. Danach werden pro Jahr 200 km an Oberleitungen hinzugefügt. Die Auslastung der elektrifizierten Netzabschnitte nimmt bei dem genannten Ausbaupfad durch den Anstieg der Fahrzeugzahl kontinuierlich zu.

## Linienbusse

Die Anzahl an Betriebstankstellen für Linienbusse wird auf Basis des Fahrzeugbestands im Jahr 2010 abgeschätzt, wobei davon ausgegangen wird, dass je 50 Fahrzeuge eine Tankstelle notwendig ist. Damit ergibt sich ein Bestand an Betriebstankstellen in Höhe von 989. Für den Zeitraum bis zum Jahr 2050 wird für die Fahrzeuge mit den alternativen Antriebskonzepten ICEV-CH<sub>4</sub> und FCEV der Infrastrukturbestand anhand des Anteils von Fahrzeugen mit alternativen Antriebskonzepten ermittelt. Anhand des sich daraus ergebenden Ausbaubedarfs erfolgt unter Berücksichtigung einer angenommenen Lebensdauer von 20 Jahren die Berechnung des notwendigen Neubaus. Sofern dabei Dieseltankstellen durch CH<sub>4</sub>- oder H<sub>2</sub>-Tankstellen ersetzt werden, wird davon ausgegangen, dass dies nicht allein bei Tankstellen der Fall ist, die am Ende ihrer Lebensdauer angelangt sind und ein Austausch der Technologie ansteht. Dies geschieht in den Szenarien nur bei 50 % der umzurüstenden Tankstellen.

Beim Einsatz von BEV im Busverkehr wird davon ausgegangen, dass für jedes batterieelektrische Fahrzeug im Bestand ein Ladepunkt auf dem Betriebshof benötigt wird. Wie beschrieben, ist in den Szenarien eine Fahrzeugkonfiguration gewählt, die eine Zwischenladung im Betrieb benötigt. Dafür wird unterstellt, dass jeweils sechs elektrische Busse auf einer Linie betrieben werden und dafür jeweils ein Ladepunkt an den Endhaltestellen installiert wird. Die Anzahl der Dieseltankstellen reduziert sich gemäß dem Anteil der ICEV-D Linienbusse am Gesamtbestand.

---

Durch den späteren Einstieg in die Brennstoffzellentechnologie im Vergleich zum Einsatz von CH<sub>4</sub> liegt der Anteil der CH<sub>4</sub>-Betriebstankstellen im Jahr 2030 mit knapp über 40 % höher als bei den H<sub>2</sub>-Tankstellen (27 %). Im Jahr 2050 ist der Linienbusbestand annähernd vollständig ausgetauscht und es sind noch ca. 30 Flüssigkraftstofftankstellen in Betrieb (Tabelle II-22). Der Bestand der Ladeinfrastruktur folgt demnach dem Fahrzeugbestand und beträgt im Jahr 2050 rund 42.300 Ladepunkte auf Betriebshöfen und 7.100 Ladepunkte an den Endhaltestellen. Bis zum 2030 geht dabei der Bestand an Flüssigkraftstofftankstellen um 14 % auf 830 Tankstellen zurück; im Jahr 2050 sind sie vollständig aus dem Bestand verschwunden.

### Schienen- und Flugverkehr

Für die beiden Anwendungsbereiche Schienen- und Flugverkehr wird keine Abschätzung der Energieversorgungsinfrastruktur vorgenommen. Das ist damit begründet, dass nur ein Szenario für diese Anwendungen entwickelt wurde und somit infrastrukturseitig keine Kostenunterschiede zwischen den Szenarien auftreten.

### Schiffsverkehr

Als Kraftstoff für die Schifffahrt werden heutzutage Flüssigkraftstoffe auf fossiler Basis verwendet. In Zukunft werden die eingesetzten Kraftstoffe vielfältiger werden; je nach Szenario müssen mehrere Kraftstoffe dargeboten werden. Häufig werden in Häfen die Schiffe durch Bunkerschiffe (kleine Tanker mit Tankvorrichtung) mit Kraftstoff versorgt. Die Bunkerschiffe werden an einem zentralen Punkt im Hafen befüllt und betanken ihrerseits die Schiffe direkt an deren Anlegestelle. Ein Bunkerschiff kann dabei nur ein Schiff zeitgleich betanken und entspricht damit quasi einer Tankstelle mit einer Zapfsäule an Land.

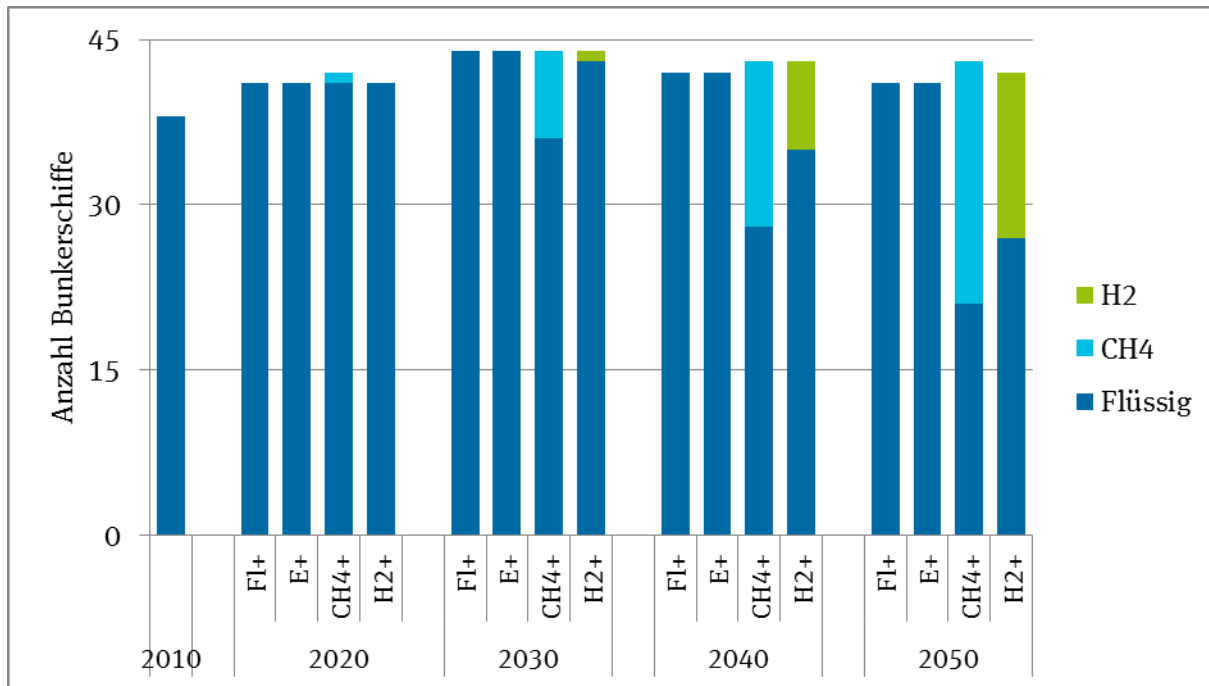
Diese Vorgehensweise wird auch für zukünftige Versorgungsstrategien angesetzt, da zum einen die Liegezeit der Güterschiffe minimiert (Betankung während des Löschens bzw. des Beladens des Schiffes) und zum anderen weniger Verkehr in den Häfen (Minimierung des Unfallrisikos) gewährleistet werden kann. Diese Überlegung wird durch Untersuchungen zu ökonomischen und technischen Aspekten verschiedener Betankungskonzepte für den Einsatz von LNG in der Seeschifffahrt durch (Wurster et al. 2014) bestätigt.

Für die genannten Randbedingungen wird die Bunkerschiffanzahl für die See- und Binnenschifffahrt auf Basis des Verhältnisses des Jahresbedarfs an Energie (Abschnitt 2.1.4) und der Energiemenge, die ein Bunkerschiff pro Jahr verteilen kann, abgeleitet. Diese in einem Jahr verteilte Energiemenge eines Bunkerschiffs berechnet sich, indem der Jahresenergiebedarf von 2010 in der See- und Binnenschifffahrt ins Verhältnis zu den 95 deutschen Bunkerschiffen (WSV 2011) gesetzt wird. Dabei wird angenommen, dass 38 Bunkerschiffe – je zwei für die 19 umschlagstärksten Binnenhäfen - Binnenschiffe betanken. Damit sind 40 % der Bunkerschiffe in Binnenhäfen tätig. Die übrigen 57 Bunkerschiffe kommen dieser Annahme nach für die Seeschifffahrt zum Einsatz. Die getankte Jahresenergiemenge eines Bunkerschiffs für die Binnenschifffahrt beträgt 599 TJ und wird für alle Kraftstoffe über alle Szenarien und Jahre angesetzt. Analog errechnet sich die Anzahl der Bunkerschiffe für die Seeschiffe, die je Bunkerschiff eine Energiemenge von 6565 TJ pro Jahr bereitstellen.

Im Jahr 2010 betanken alle 38 Bunkerschiffe für Binnenschiffe Diesel. Die Gesamtzahl an Bunkerschiffen steigt unabhängig vom Szenario bis 2030 um 16 % an und sinkt wieder leicht bis zum Jahr 2050 (Abbildung 2-14). Diese Entwicklung wird durch die zunächst steigenden und dann wieder zurückgehenden Endenergieverbräuche in der Binnenschifffahrt verursacht. Im Jahr 2030 und 2050 werden in den Szenarien F1+ und E+ ausschließlich Bunkerschiffe für Flüssigkraftstoffe eingesetzt. Im Szenario CH<sub>4</sub>+ fahren in deutschen Häfen ab 2020 Bunkerschiffe für die Betankung mit CH<sub>4</sub>. Bis

2030 ist ihre Zahl auf acht angestiegen, im Jahr 2050 betanken insgesamt 22 Bunkerschiffe Schiffe mit CH<sub>4</sub>. Damit steigt im Szenario CH<sub>4</sub>+ der Anteil der CH<sub>4</sub>-Bunkerschiffe auf über 50 %. Im Szenario H<sub>2</sub>+ wird erst im Jahr 2030 das erste Bunkerschiff für H<sub>2</sub>-betriebene Schiffe eingeführt. Bis zum Jahr 2050 wächst die Zahl der H<sub>2</sub>-Bunkerschiffe auf insgesamt 15 an und erreicht damit eine Durchdringung von 36 %.

Abbildung 2-14: Bunkerschiffe für die Binnenschifffahrt – Entwicklung von 2010 bis 2050

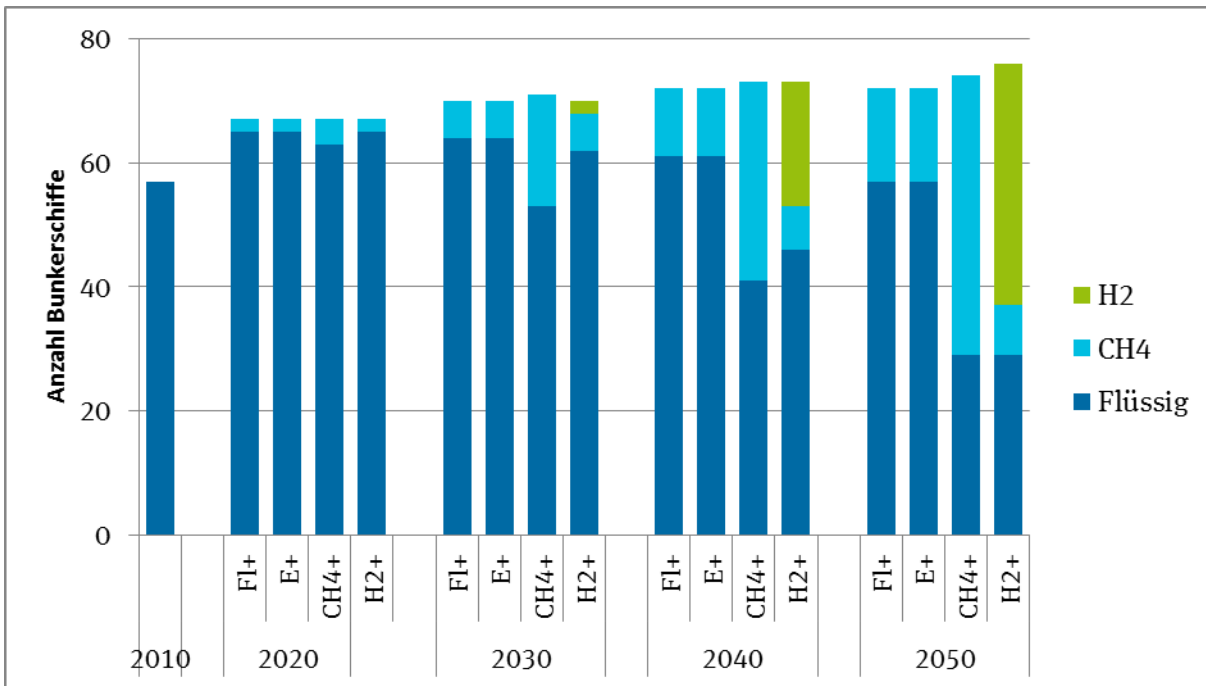


Quelle: Eigene Berechnungen

Die Bunkerschiffe zum Betanken der Seeschiffe besitzen eine im Vergleich größere Tankkapazität, allerdings ist auch der Endenergieverbrauch in der Seeschifffahrt etwa 15-mal größer als in der Binnenschifffahrt.

Im Jahr 2010 werden über die genannte Herleitung 57 Bunkerschiffe für Seeschiffe deutschlandweit eingesetzt. Diese Zahl wächst bis 2030 unabhängig vom Szenario auf etwa 70 Bunkerschiffe an (Abbildung 2-15). Bis zum Jahr 2050 steigt die Anzahl an Bunkerschiffen weiter leicht an bis auf maximal 76 im Szenario H<sub>2</sub>+. In allen Szenarien werden im Jahr 2030 neben Bunkerschiffen für Flüssigkraftstoffe auch solche für CH<sub>4</sub> eingesetzt. Ihr Anteil liegt zwischen 9 % (Szenario Fl+, E+ und H<sub>2</sub>+) und 25 % (Szenario CH<sub>4</sub>+) . Im CH<sub>4</sub>+-Szenario steigt der Anteil an Bunkerschiffen, die CH<sub>4</sub> verteilen, bis 2050 auf 61 %. Im Szenario H<sub>2</sub>+ werden im Jahr 2030 erstmals zwei Bunkerschiffe vorgesehen, die H<sub>2</sub> bevorraten. Der Anteil an H<sub>2</sub>-Bunkerschiffen wächst im H<sub>2</sub>+-Szenario bis 2050 auf 51 % (39 Bunkerschiffe), wobei auch etwa 10 % der Bunkerschiffe ebenso CH<sub>4</sub> betriebene Schiffe versorgen.

Abbildung 2-15: Bunkerschiffe für die Seeschifffahrt – Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen

### 2.2.2 Spezifische Kosten der Energieinfrastruktur des Verkehrssektors

Für die Kostenberechnung werden wie bei den Verkehrsmitteln die spezifischen Kosten für die zukünftige Energieversorgungsinfrastruktur des Verkehrssektors benötigt. Dazu werden die Investitionen für die verschiedenen Tankstellentypen und die Betriebskosten der Tankstellen für den Zeitraum bis 2050 abgeschätzt. Die Kostenrechnung für die Investitionen der Tankstellen erfolgt modular, d. h. beispielsweise, dass die Errichtung der 1. Zapfsäule einer Tankstelle getrennt von der Errichtung weiterer Zapfsäulen betrachtet wird, um deren unterschiedliche Kosten berücksichtigen zu können. Zudem wird zwischen baulichen Maßnahmen und der Betankungstechnik unterschieden. Schließlich lassen sich die spezifischen Kosten für die Tankstelleninfrastruktur eines Szenarios aus diesen Modulen zusammensetzen.

Im Gegensatz zu der Kostenentwicklung bei Fahrzeugen wird bei der Tankinfrastruktur ein mengenbezogener Kostenfaktor teilweise berücksichtigt. Dadurch ergeben sich zumindest bei der Tankinfrastruktur unterschiedliche spezifische Kostensätze für die einzelnen Szenarien, da sich das Mengengerüst der Tankstelleninfrastruktur zwischen den Szenarien unterscheidet.

#### Straßenverkehr - Gas- und Flüssigkraftstoffe

In den erstellten Szenarien werden neben Flüssigkraftstoffen im Straßenverkehr auch die Kraftstoffe CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> nachgefragt, so dass diese Energieträger teilweise auch parallel an einer Tankstelle angeboten werden. CH<sub>4</sub> wird dafür im Aggregatzustand gespeichert, in dem die jeweilige Anwendung das CH<sub>4</sub> nutzt, d. h. es werden CH<sub>4</sub>-Tankstellen mit flüssiger und gasförmiger Speicherung in den Szenarien angenommen. Bei der Betankung des H<sub>2</sub> wird wegen der zugrunde gelegten Transportkette und der mangelnden Platzverfügbarkeit an Tankstellen die Speicherung im flüssigen Zustand für alle Tankstellen als gegeben gesetzt.

Für die Herleitung der spezifischen Kosten für den Aufbau der entsprechenden Infrastruktur wird eine Vollkostenrechnung durchgeführt. Die Investitionen einzelner Komponenten einer Tankstelle

---

werden dabei für die Betankungsanlage und die baulichen Infrastrukturmaßnahmen der Tankstellen getrennt betrachtet. Methodisch werden die Tankstellen zunächst mit einer Zapfsäule ausgelegt. Der Zubau jeder weiteren Zapfsäule wird modular berücksichtigt, da sich hier Einsparpotentiale vor allem im Bereich der baulichen Infrastruktur und in Bezug auf den Kraftstoffspeicher ergeben.

Dafür werden zunächst die einzelnen Komponenten der Tankstelle und die notwendigen Baumaßnahmen identifiziert und darauf folgend jeweils mit individuellen Abschreibungszeiträumen und Investitionssummen charakterisiert. Die Abschreibungszeiträume orientieren sich dabei an Werten der AfA-Tabellen des Bundesfinanzministeriums (BMF 1998). Die Investitionen für die Tankstellentechnik wurden abgeschätzt und jeweils mit Tankstellenanbietern und Experten für die jeweiligen Energieträger plausibilisiert<sup>12</sup>. Für alle Tankstellen werden als bauliche Infrastrukturmaßnahmen Fundamente und Befestigung, eine Überdachung der Zapfsäule und ein Container als Bezahlstation benötigt. Ein größeres Gebäude, das beispielsweise zusätzlich eine Verkaufsfläche bietet, wird nicht berücksichtigt, da dieses nicht für den Betrieb der Tankstelle notwendig ist. Zusätzlich dazu werden der Aushub und die Verlegung der erdverlegten Lager- oder Entspannungstanks als bauliche Maßnahmen berücksichtigt. Die Tankstellentechnik selber ist spezifisch für die Kraftstoffart und unterscheidet sich somit je nach Tankstellentyp:

- ▶ Flüssigkraftstofftankstelle (Benzin/Diesel/PtL): Der Flüssigkraftstoff wird in einem Lagertank bevorratet und über eine Zapfsäule mit integrierter Pumpe in das Fahrzeug getankt. Aufgrund der umweltgefährdenden Kraftstoffe muss eine flüssigkeitsdichte Bodenbefestigung und ein Entwässerungssystem mit einem Leichtflüssigkeitsabscheider installiert werden (Abbildung I-1).
- ▶ CH<sub>4</sub>-Tankstelle (gasförmig): Bei einer CH<sub>4</sub>-Tankstelle (gasförmige Speicherung) wird CH<sub>4</sub> aus einer Pipeline entnommen, über einen Kompressor verdichtet und in Speicherflaschen in drei unterschiedlichen Druckstufen bevorratet (Abbildung I-2).
- ▶ CH<sub>4</sub>-Tankstelle (flüssig): Das flüssig, per Lkw gelieferte CH<sub>4</sub>, wird in einem Vorratstank gespeichert, bis über eine Pumpe und Zapfsäule die Betankung stattfindet (Abbildung I-3).
- ▶ H<sub>2</sub>-Tankstelle: H<sub>2</sub> wird per Lkw im flüssigen Zustand angeliefert und wird dort flüssig in einem Tank bevorratet. Im Fall der flüssigen Betankung wird mit einer Pumpe über die Zapfsäule betankt. Bei der gasförmigen Betankung wird ein zusätzlicher Verdampfer hinter der Pumpe benötigt (Abbildung I-4).

Die Tankstellen auf Betriebshöfen verfügen über die gleiche Betankungstechnik wie die öffentlichen Tankstellen. Bei der baulichen Infrastruktur können jedoch einige Kosteneinsparungen erzielt werden. In der Herleitung der Kosten wird z. B. auf eine Überdachung der Zapfsäule verzichtet. Auch kann das Gebäude der Bezahlstation wesentlich einfacher gestaltet werden. Die Kostenersparnis für die baulichen Maßnahmen einer Betriebstankstelle gegenüber einer öffentlichen Tankstelle liegt zwischen 17 % (H<sub>2</sub>(l)-Tankstelle) und 33 % (CH<sub>4</sub>(g)-Tankstelle).

Die für das Referenzjahr 2010 ermittelten Investitionen für die Betankungstechnik der alternativen Energieträger werden in ihrer Entwicklung bis 2050 zusätzlich mit einer Kostendegression auf die Anlagentechnik versehen. Diese setzt sich zusammen aus einem Minderungsfaktor, der auf erwartete Material- und Technologieverbesserungen sowie durch Standardisierungsverfahren basiert (Tabelle

<sup>12</sup> konventionelle Flüssigkraftstofftankstelle: SIAB Südwestdeutsche Industrie- und Anlagen-Baugesellschaft mbH & Co. KG; CH<sub>4</sub>(g)-Tankstellen: WÄGA Wärme-Gastechnik GmbH; CH<sub>4</sub>(l): CRYOSTAR SAS, Rolande LNG BV, Chart Ferox a.s., Bohlen & Doyen GmbH, H<sub>2</sub>-Tankstelle: Karlsruhe Institut für Technologie KIT, Institut für Kern- und Energietechnik (I-KET)



2-4), und einem Nachlass, der abhängig von der produzierten Menge ist (Tabelle 2-5). Dafür wird eine Kostenminderung angenommen, die von der Zahl der umgerüsteten bzw. neu gebauten Zapfsäulen abhängt. Die Kostendegression wird für alle Tankstellentypen für alternative Energieträger gleichermaßen angenommen. Die Investitionen der konventionellen Flüssigkraftstoff-Tankstellen werden aufgrund ihres Entwicklungsstands konstant fortgeführt.

Tabelle 2-4: Kostenminderungsfaktor aufgrund von Material- und Technologieverbesserungen und Standardisierung, Entwicklung von 2010 bis 2050

Jahr	2010	2020	2030	2040	2050
Faktor	100 %	95 %	85 %	80 %	78 %

Quelle: Eigene Abschätzungen

Tabelle 2-5: Kostendegression aufgrund der Anzahl an umgerüsteten bzw. neu gebauten Zapfsäulen

Umrüstungen bzw. Neubauten in den letzten 5 Jahre	50	150	250	350	500
Kostennachlass gegenüber 2010	-5 %	-10 %	-15,5 %	-20 %	-25 %

Quelle: Eigene Abschätzungen

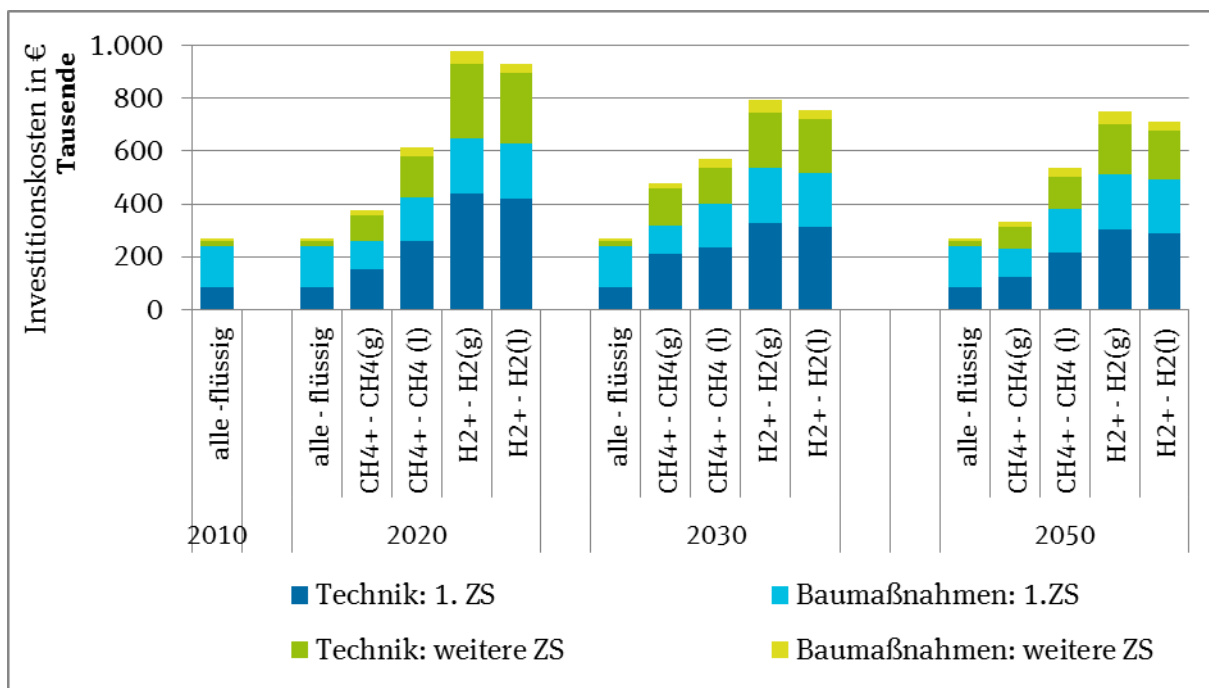
Für die Vollkostenrechnung der Tankstellen werden zudem die Betriebskosten einer Tankstelle abgeschätzt. Sie setzen sich aus den Kosten für den Betrieb der Tankstelle und den Personalkosten des Tankstellenbetriebs zusammen. Zu den Betriebskosten tragen die Reparatur- und Wartungskosten pro Zapfsäule bei, die mit 3 % der Investitionssumme einer Zapfsäule angesetzt sind. Der Stromverbrauch für Licht und bei flüssigen Kraftstoffen der Pumpe wird pro Tankstelle über die Leistung von 2 bzw. 10 kW und einer mittleren Laufzeit von fünf bzw. vier Stunden pro Tag abgeleitet (eigene Abschätzung). Für die Antriebskosten des Kompressors an der Tankstelle mit gasförmigem Erdgas wurde eine spezifische Kompressorarbeit<sup>13</sup> angesetzt und mit dem Strompreis (Abschnitt 2.2.3) verknüpft.

Die Personalkosten einer Tankstelle setzen sich zusammen aus den Kosten für Kassenpersonal (18 Stunden pro Tag) und einem Techniker (8 Stunden pro Monat). Bei einer Betriebstankstelle fallen nur die Personalkosten für den Techniker an, da üblicherweise über eine Geldkarte abgerechnet wird. Die Personalkosten für den Kassierer und den Techniker fallen pro Tankstelle an, unabhängig von der Anzahl der Zapfsäulen und der angebotenen Kraftstoffe.

<sup>13</sup> berechnet mit GasCalc2, copyright by e.on Ruhrgas, Version 2.03c



Abbildung 2-16: Investitionskosten pro Tankstelle – Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen

Die günstigste Tankstelle ist aufgrund der langjährigen Erfahrung und den einfach handhabbaren Flüssigkraftstoffen die herkömmliche Tankstelle für Flüssigkraftstoffe. Hier liegen die Gesamtinvestitionen für die Tankstelle inklusive der ersten Zapfsäule in allen Jahren bei rund 241.000 €; für jede weitere Zapfsäule werden nur geringfügig größere Investitionen angenommen (Abbildung 2-16).

In den Szenarien CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ sind die Kostendregressionen für die CH<sub>4</sub>- und H<sub>2</sub>-Tankstellen jeweils am höchsten. So liegen die Gesamtinvestitionen der 1. Zapfsäule für H<sub>2</sub>-Tankstellen im H<sub>2</sub>+-Szenario bei ca. 538.000 € (gasförmig) bzw. 519.000 € (flüssig) im Jahr 2030 und ca. 511.000 € (gas) bzw. 493.000 € (flüssig) im Jahr 2050. Die Investitionen bis 2050 haben sich damit um rund 30 % gegenüber den Werten in 2010 reduziert (Tabelle II-24). Trotzdem sind der Bau und die Technik für die H<sub>2</sub>-Tankstelle für eine Zapfsäule im Jahr 2050 mehr als doppelt so teuer wie bei Flüssigkraftstofftankstellen. Dies liegt vor allem an den aufwendigeren Materialien bei der Nutzung von H<sub>2</sub> und dem kryogenen Tank, in dem das H<sub>2</sub> bei weniger als -252 °C bevorratet wird. Zusätzlich muss für die gasförmige Betankung das kryogene H<sub>2</sub> über einen Verdampfer in die Gasphase überführt werden.

Die Gesamtinvestitionen einer CH<sub>4</sub>-Tankstelle mit einer Zapfsäule liegt bei flüssiger Speicherung und Betankung im Szenario CH<sub>4</sub>+ im Jahr 2050 mit ca. 379.000 € rund 60 % über den Investitionen der Flüssigkraftstofftankstelle. Bei der gasförmigen Speicherung liegen die Kosten im Jahr 2030 im Szenario CH<sub>4</sub>+ bei ca. 319.000 € und damit über 30 % über den Kosten einer Flüssigkraftstofftankstelle. Bis 2050 sinken die Gesamtinvestitionen einer CH<sub>4</sub>+-Tankstelle mit gasförmiger Lagerung des CH<sub>4</sub> für eine Zapfsäule weiter und sind vergleichbar mit denen der konventionellen Flüssigkraftstoff-Tankstelle. Das Hinzufügen weiterer Zapfsäulen ist allerdings mit höheren Kosten verbunden als bei den Flüssigkraftstofftankstellen.

---

## Straßenverkehr - Ladesäulen

Die spezifischen Kosten der Ladeinfrastruktur für den Straßenverkehr werden auf Basis einer Literaturrecherche und Expertengesprächen abgeschätzt<sup>14</sup>. In Abhängigkeit der örtlichen Verhältnisse können die Kosten stark variieren, je nachdem über welche Entfernungen Leitungen verlegt und in welchem Umfang Tiefbaumaßnahmen durchgeführt werden müssen. Bei den Kosten wird unterschieden zwischen Kosten für die Installation der Ladeinfrastruktur einschließlich der Hardware, dem Anschluss ans Stromnetz und den laufenden Betriebskosten (z. B. für Telekommunikation, Wartung und Messungen).

Die in Tabelle 2-6 aufgeführten Kosten für den Heimanschluss basieren im Wesentlichen auf (Kley 2011). Für den Netzanschluss werden zusätzlich Kosten in Höhe von 200 € veranschlagt. Aufgrund der heute realisierbaren Rabatte bei Abnahme einer großen Anzahl an Ladesäulen lässt sich abschätzen, dass zukünftig von einer weiteren Kostendegression ausgegangen werden kann. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich die Baukosten (einschließlich Hardware) um jährlich 0,5 % verringern. Dies entspricht verringerten spezifischen Kosten von 21 % über den Zeitraum bis 2050.

Bei den Kosten für öffentliche Ladesäulen werden ebenfalls Kosten aus der genannten Studie veranschlagt und auf Basis der Angaben der Energieversorgungsunternehmen validiert. Die Nationale Plattform Elektromobilität geht davon aus, dass die Kosten der öffentlichen Ladeinfrastruktur in Höhe von 4.700 bis 9.000 € je Ladepunkt zukünftig durch zielgerichteten Einsatz einfacherer Basislösungen und durch generelle Kostenreduktion weiter sinken (NPE 2012). In den Szenarien wird auch für den Bau der öffentlichen Infrastruktur eine Kostendegression um jährlich 0,5 % unterstellt. In den Szenarien werden diese Kosten auch bei den Ladepunkten auf Betriebshöfen angenommen, da dort teilweise ein Netzanschluss an eine höhere Spannungsebene zu erwarten ist.

Die Kosten der Schnellladeinfrastruktur werden auf Basis der Angaben der befragten Energieversorgungsunternehmen abgeschätzt. Insgesamt liegen sie durch Anschluss und Bau mit 42.500 € deutlich über den Kosten der konventionellen Ladepunkte. Bei Schnellladepunkten müssen teilweise zusätzlich Transformatoren errichtet werden, welche zu hohen Kosten von bis zu 150.000 € (einschließlich Transformator, Verkleidung, Bau, Planung) führen können. In den Szenarien wird angenommen, dass dies insbesondere dann der Fall ist, wenn es sich um eine größere Anzahl von Schnellladepunkten handelt, wie es besonders an Autobahnraststätten der Fall ist. In den in Tabelle 2-6 aufgeführten Kosten wird für die Schnellladepunkte davon ausgegangen, dass sich 50 % der Ladepunkte an Raststätten der Autobahnen (mit jeweils 15 Ladepunkten) befinden, wo die Installation eines Transformators notwendig ist. Für die übrigen Schnellladepunkte wird davon ausgegangen, dass ein Anschluss ans Stromnetz ohne Einsatz eines Transformators möglich ist und keine weiteren Kosten entstehen. Im Durchschnitt führt dies zu zusätzlichen Kosten in Höhe von 5.000 € pro Schnellladepunkt für den Anschluss ans Stromnetz, wodurch sich die durchschnittlichen Anschlusskosten von 10.000 € auf 15.000 € erhöhen. Die Gesamtkosten für Bau und Anschluss ans Stromnetz erhöhen sich damit im Durchschnitt auf 47.500 €.

<sup>14</sup> Dafür wurden Telefonate mit Vertretern von Vattenfall, Eon, der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt Berlin und Elektro Schlötzel geführt.

Tabelle 2-6: Kosten der Ladeinfrastruktur in den Jahren 2010 und 2050

	2010			2050		
	Anschluss	Bau	Betrieb	Anschluss	Bau	Betrieb
	€	€	€/a	€	€	€/a
Heimanschluss (3,7-11 kW)	400	375	32	400	300	32
Öffentlicher Raum / Betriebshof (11-22 kW)	3.000	4.025	823	3.000	3.220	823
Schnellladung (>50 kW)	15.000	32.500	3.700	15.000	26.000	3.700

Quelle: Kley (2011) und eigene Annahmen

### Oberleitungen für Lkw

In SRU (2012) werden für den Bau von Oberleitungen an Autobahnen für die Nutzung von OC-GIV-Lkw rund 1,1 bis 2,5 Mio. € pro Kilometer einschließlich der Anschlusskosten an das Stromnetz angegeben (beide Richtungen). Das SRU-Gutachten beruft sich dabei auf die schwedische Studie von (Ranch 2010), welche ihre Erkenntnisse aus Analogieschlüssen zur Bahn ableitet und wiederum auf Brauner (2000) aufbaut. INFRAS-eigene Untersuchungen für die Umstellung auf Trolleybusse in der Schweiz kommen auf Werte zwischen 1,1 und 1,4 Mio. €/km für beide Richtungen (Infras 2008, 2011). Allerdings ist hierbei zu beachten, dass die Oberleitungen für Trolleybusse nicht für die hohen Geschwindigkeiten von OC-GIV-Lkw auf Autobahnen ausgelegt sind. Die hierfür notwendigen Oberleitungen entsprechen eher heutigen Oberleitungen von elektrifizierten Bahnstrecken. Gemäß der Deutschen Bahn AG werden die Ausbaukosten für die Elektrifizierung des rund 155 km langen Teilstücks Lindau - Geltendorf rund 1,9 Mio. €/km geschätzt (DB Netz AG 2015), wobei darin teilweise auch Spur-Ausbauten enthalten sind. Siemens selbst geht im Rahmen des ENUBA-Projektes<sup>15</sup> von Kosten in Höhe von rund 2,2 Mio. € pro Autobahnkilometer aus.

Insgesamt ist das Spektrum dieser Angaben relativ breit. Die von SRU (2012) als obere Grenze angegebenen 2,5 Mio. €/km erscheinen allerdings als zu hoch. Für dieses Vorhaben wird der von Siemens ermittelte Wert von 2,2 Mio. Euro pro gewöhnlichem Autobahnkilometer (beide Richtungen) angenommen, wovon 1,8 Mio. € auf den Bau der Oberleitungen und 0,4 Mio. € je Kilometer auf den Anschluss der Oberleitungen an das Stromnetz (inkl. Transformatoren) entfallen. Detailliertere Analysen zeigen, dass allerdings in Tunneln und auf Brücken aufwändigere Oberleitungsstrukturen, in Tunneln teilweise sogar Stromschienen an den Decken verlegt werden müssen. Für diese Mehrkosten gibt es keine verlässlichen Zahlen. Es wird für diese Studie angenommen, dass die Mehrkosten für Oberleitungen an Brücken und in Tunneln bei rund 50 % liegen; zudem wurde unterstellt, dass auf 25 % der Strecken dies der Fall ist. Berücksichtigt man diese Mehrkosten, ergeben sich mittlere Investitionskosten für den Bau der Infrastruktur von 2,43 Mio. € pro Autobahnkilometer (beide Richtungen). Es wird zudem weiterhin unterstellt, dass bis 2050 eine Kostenreduktion der reinen Infra-

<sup>15</sup> ENUBA: Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

---

strukturkosten für die Oberleitungen (ohne Stromanschluss) erreichbar ist, so dass diese in 2050 noch 2,02 Mio. €/km betragen.

Weiterhin zeigen Analogieschlüsse zur Bahn, dass von jährlichen Unterhaltskosten von 2,5 % ausgegangen werden muss (Lohre & Herschlein 2010; Ranch 2010). Dies entspricht pro Autobahnkilometer (beide Richtungen) jährlichen Kosten in Höhe von rund 50.000 €. Diese Werte liegen zwar unter den von INFRAS für Trolley-Busse in der Schweiz ermittelten Werten von rund 100.000 €; aufgrund des hohen Wartungsaufwandes von innerstädtischen Oberleitungen und den hohen Personalkosten in der Schweiz werden diese Unterhaltskosten aber als zu hoch angesehen.

### Betankung im Schiffsverkehr

Bunkerschiffe versorgen die Binnen- und Seeschiffe mit flüssigen Kraftstoffen (Abschnitt 2.2.1). In Anlehnung an die Preise in Dünner & Nutsch (2013) und Wenzel (2014) werden für ein Bunkerschiff im Binnenverkehr Investitionen von 3 Mio. € angesetzt, für ein Bunkerschiff im Seeverkehr Investitionen von 5 Mio. €. Hinzu kommen die Investitionen für die Betankungstechnik.

Auf einem Bunkerschiff ist eine ähnliche Betankungstechnik wie auf dem Land installiert, wobei die Kosten für einen erdverlegten Lagertank wegfallen. Aufgrund des höheren Durchsatzes an Kraftstoff beim Betankungsvorgang sind eine leistungsstärkere Pumpe und statt einer händisch bedienbaren Zapfsäule ein mechanischer Betankungsarm vorgesehen. Entsprechend werden für diese beiden Komponenten höhere Investitionskosten angesetzt. Für das Bunkerschiff in der Binnenschifffahrt wird bei der Pumpe eine Preissteigerung von 30 % gegenüber einer Pumpe in Fernverkehrstankstellen angesetzt, das Bunkerschiff in der Seeschifffahrt erfährt im Pumpenpreis eine Steigerung von 100 %.

Die Kosten für die Bunkerschiffe mit Betankungstechnik werden bis in das Jahr 2050 konstant fortgeführt, da hier nur eine geringe Stückzahl zuwächst, die Schiffstechnik als ausgereifte Technologie angesehen wird und die Degression in der Betankungstechnik einen geringen Anteil der Gesamtinvestition ausmacht.

Die spezifischen Betriebskosten der Bunkerschiffe setzen sich zusammen aus den Wartungs- und Reparaturkosten und dem Kraftstoffverbrauch des Schiffes. Das Schiff soll dabei den gleichen Kraftstoff nutzen, den es auch bunkert und nicht nur für seine Fortbewegung, sondern über einen Generator auch den Strombedarf decken. Die Wartungs- und Reparaturkosten wurden mit 3 % der Investitionen des Schiffes plus Tankstellentechnik angesetzt. Der Kraftstoffverbrauch basiert auf Angaben in Knörr & Kutzner (2008) und eigenen Abschätzungen.

Auf einem Bunkerschiff sind zwei Personen zum Fahren und Betanken der Schiffe zwingend anwesend. Zusätzlich werden bei den Bunkerschiffen Personalkosten für einen Techniker für 8 Stunden im Monat angerechnet.

Im Vergleich zu den Anschaffungskosten des Schiffes fällt die Betankungstechnik geringfügig ins Gewicht (Tabelle 2-7). Die als Richtwerte zu verstehenden Investitionskosten sind für ein H<sub>2</sub>-Bunkerschiff am höchsten. In der Binnenschifffahrt liegen die Kosten der H<sub>2</sub>-Bunkerschiffe knapp 10 % über den konventionellen Schiffen, für die Flüssigkraftstoffbetankung in der Seeschifffahrt sinkt der Faktor auf 8 %. Die Betankung von CH<sub>4</sub> ist leicht günstiger, und die höheren Kosten bei der Betankung liegen bei 7 bzw. 6 %.

Tabelle 2-7: Investitionskosten von Bunkerschiffen in € - konstant von 2010 bis 2050

Anwendung	Energieträger	Schiff & Betankungstechnik	Montage & sonstige Kosten
Binnenschiff	Flüssig	3.078.500	25.927
Binnenschiff	CH <sub>4</sub>	3.288.400	47.444
Binnenschiff	H <sub>2</sub>	3.355.860	53.280
Seeschiff	Flüssig	5.082.700	26.380
Seeschiff	CH <sub>4</sub>	5.366.800	60.342
Seeschiff	H <sub>2</sub>	5.469.260	70.259

Unter sonstigen Kosten sind z. B. Kosten für Versicherung, Teuerung, Transport der Bauteile, zusätzlichen Stahlbau zusammengefasst.

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Dünner & Nutsch (2013) und Wenzel (2014)

### 2.2.3 Kosten der Energiebereitstellung

Der dritte Baustein der Kostenbetrachtung des Verkehrssektors sind die Kosten, die für die Bereitstellung der Energie für die Betankung bzw. Beladung der Verkehrsmittel in den Szenarien aufgewendet werden. Dabei werden die Produktion der Kraftstoffe und die Verteilung bis zur Tankstelle bzw. Ladesäule einbezogen. Für jeden Energieträger wären dabei verschiedene Produktpfade mit unterschiedlichen Kosten denkbar. Zur Reduktion der Komplexität konzentrieren wir uns im Folgenden für jeden Energieträger allerdings nur auf einen Pfad, durch den die Kosten für die gesamte nachgefragte Menge des Energieträgers repräsentiert werden.

#### 2.2.3.1 Pfade der Energiebereitstellung

Bei der Herleitung der Kosten für die Energieträger werden bei fossilen Kraftstoffen, PtG/PtL-Kraftstoffen und Strom unterschiedliche Methoden angewendet. Bei den fossilen Flüssigkraftstoffen und fossilem CH<sub>4</sub> wird auf bestehende Annahmen aus BReg (2015) aufgesetzt. Die dort hinterlegte Entwicklung der Rohöl- und Erdgaspreise ist aus Studien der IEA und der EIA abgeleitet (EIA 2014; IEA 2013). Aus einer auf historischen Daten beruhenden Korrelation der Kosten der Rohprodukte und den Kraftstoff- bzw. Erdgaspreisen für die Industrie werden die weiteren Kosten für die Verteilung bis zu den Tankstellen abgeschätzt. In BReg (2015) sind keine Annahmen für fossiles H<sub>2</sub> getroffen. Angenommen wird eine Dampfreformierung, für deren Kosten eine Abschätzung aus Literaturquellen abgeleitet wird. Anschließend folgen die Verflüssigung des H<sub>2</sub> und die Verteilung per Lkw an die Tankstellen.

Die Kraftstoffproduktion aus Strom ist bisher keine etablierte Technologie; H<sub>2</sub> wird in Sonderanwendungen über die Elektrolyse zur Verfügung gestellt, und für die CH<sub>4</sub>-Produktion gibt es erste Testanlagen. Daher kann im Unterschied zu den fossilen Kraftstoffen keine empirische Korrelation genutzt und die Kosten anhand einer Annahme des zukünftigen Strompreises abgeleitet werden. Die Gesteungskosten der Kraftstoffe werden daher mithilfe einer Kostenrechnung der Produktionsanlagen bestimmt.

Da die Zielgröße der Szenarien der treibhausgasneutrale Verkehr im Jahr 2050 ist, wird für diese Kraftstoffe die Bedingung gesetzt, dass sie vollständig aus erneuerbarem Strom hergestellt werden. Diese Annahme gilt auch für deren Einführungsphase bis 2050. In Hacker et al. (2014) wird gezeigt, dass selbst in den Jahren nach 2030 nur ein kleiner Anteil der für den Verkehr benötigten Energiemenge über ansonsten ungenutzten, sogenannten „Überschussstrom“ aus erneuerbaren Energien in Deutschland bereitgestellt werden kann. In diesem Vorhaben wird daher davon ausgegangen, dass

---

die Kraftstoffe aufgrund niedrigerer Stromgestehungskosten und der größeren Potentiale für erneuerbare Energien im Ausland produziert und mit Schiffen oder per Rohrleitungssystem nach Deutschland transportiert werden. Als Standorte werden dafür entsprechend Schütz & Härtel (in Bearbeitung)

- ▶ Großbritannien (Wind-Onshore),
- ▶ Großbritannien (Wind Offshore),
- ▶ Türkei (Photovoltaik) und
- ▶ Ägypten (Solarthermische Kraftwerke/CSP)

in einer sehr stark vereinfachenden Annahme gewählt, da Synergien zur Erhöhung der Betriebsstunden zwischen unterschiedlichen Optionen der erneuerbaren Stromerzeugung nicht mit betrachtet sind.

Zusätzliche Kosten für die Verflüssigung – wenn benötigt – und den Transport nach Deutschland werden über aus der Literatur entnommene Annahmen des Energieaufwandes selbst abgeleitet. Die Verteilung der Kraftstoffe innerhalb Deutschlands findet je nach Aggregatzustand und Anwendungsgebiet im Verkehrssektor mit unterschiedlichen Transportmitteln statt. Kraftstoffe in flüssiger Form werden entweder per Lkw (im Falle von Straßen- und Flugverkehr) oder per Schiff (im Falle der Binnenschifffahrt) zu den Tankstellen und Häfen transportiert. Dafür werden über eigene Rechnungen die notwendigen Kosten abgeschätzt. Wird  $\text{CH}_4$  gasförmig in Tankstellen gespeichert, ist ein Transport in Rohrleitungen vorgesehen. Die dafür anzusetzenden Kosten werden über eine Abschätzung der anfallenden Netzentgelte und zusätzliche Investitionen abgebildet.

Bei der Nutzung von Strom im Verkehrssektor wird in diesem Vorhaben von einer immer stärker steigenden Stromproduktion durch erneuerbare Energien ausgegangen. Startend vom heutigen Börsenstrompreis, dem ein Mix aus fossilem und erneuerbarem Strom zugrunde liegt, wird ein linearer Kostenverlauf bis hin zu den Stromgestehungskosten einer vollständig erneuerbaren Stromerzeugung angenommen. Die Stromverteilung bis hin zu den Ladepunkten und der Oberleitungsinfrastruktur wird über Annahmen zur Entwicklung der Netzentgelte berücksichtigt. Zur Ableitung der benötigten Parameter wird auf Werte aus der Literatur zurückgegriffen.

Tabelle 2-8 gibt einen abschließenden Überblick über die verschiedenen Kraftstoffpfade, die in diesem Vorhaben angenommen werden.

Tabelle 2-8: Überblick über Bereitstellungspfade der Energie im Verkehrssektor

Energieträger	Produktion	Transport und Verteilung
fossil-flüssig	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Bestehende Produktions- und Verteilketten bleiben bestehen.</li> </ul>	
fossil-CH <sub>4</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Bestehende Produktions- und Verteilketten bleiben bestehen.</li> </ul>	
fossil-H <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Produktion in Deutschland mit Dampfreformierung aus</li> <li>▶ CH<sub>4</sub> Verflüssigung des H<sub>2</sub> am Produktionsstandort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Verteilung in Deutschland per Lkw und Schiff</li> </ul>
PtL	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Produktion im Ausland auf Basis erneuerbarer Energien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Transport nach Deutschland per Schiff</li> <li>▶ Verteilung in Deutschland per Lkw und Schiff</li> </ul>
PtG-CH <sub>4</sub> (g)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Produktion im Ausland auf Basis erneuerbarer Energien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Transport nach Deutschland per Gasnetz</li> <li>▶ Verteilung in Deutschland per Gasnetz</li> </ul>
PtG-CH <sub>4</sub> (l)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Produktion im Ausland auf Basis erneuerbarer Energien</li> <li>▶ Verflüssigung des CH<sub>4</sub> am Produktionsstandort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Transport nach Deutschland per Schiff</li> <li>▶ Verteilung in Deutschland per Lkw und Schiff</li> </ul>
PtG-H <sub>2</sub> (g)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Produktion im Ausland auf Basis erneuerbarer Energien</li> <li>▶ Verflüssigung des H<sub>2</sub> am Produktionsstandort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Transport nach Deutschland per Schiff</li> <li>▶ Verteilung in Deutschland per Lkw und Schiff</li> </ul>
PtG-H <sub>2</sub> (l)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Produktion im Ausland auf Basis erneuerbarer Energien</li> <li>▶ Verflüssigung des H<sub>2</sub> am Produktionsstandort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Transport nach Deutschland per Schiff</li> <li>▶ Verteilung in Deutschland per Lkw und Schiff</li> </ul>
Strom	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Stromproduktion hauptsächlich in Deutschland</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Verteilung in Deutschland per Stromnetz</li> </ul>

Quelle: Eigene Annahmen



### 2.2.3.2 Kostenannahmen für Kraftstoffpfade der fossilen Kraftstoffe

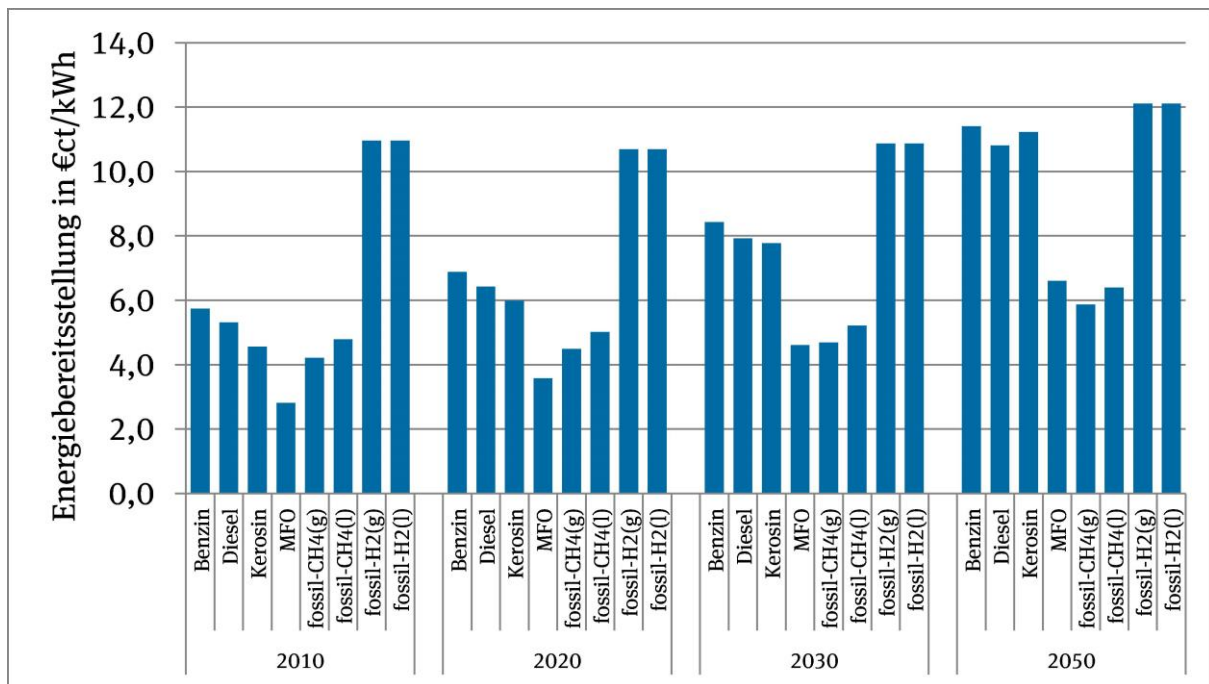
Die Herleitung der Kosten für fossile Kraftstoffe findet auf Basis von BReg (2015) statt, worin ein Anstieg der Kosten fossiler Energierohstoffe auf Basis von Studien der EIA und IEA (EIA 2014; IEA 2013) hinterlegt ist. Die angewendete Methodik der Korrelation zwischen Endkundenpreis und Rohstoffpreis führt dazu, dass eine geringe Kostenüberschätzung dadurch entsteht, dass diese Korrelation auf die Preise und nicht die Kosten zielt. Somit sind auch Nicht-Kostenbestandteile in der Kostenabschätzung der fossilen Kraftstoffe enthalten.

Bei der Bestimmung der Kosten für fossiles H<sub>2</sub> aus der Dampfreformierung von CH<sub>4</sub> wird ein Faktor aus der Literatur abgeleitet, durch den die Herstellung des H<sub>2</sub> aus den Kosten des CH<sub>4</sub> abgeleitet werden kann. In verschiedenen Quellen (Ramsden et al. 2013; Stolzenburg et al. 2014; Thomas 2009) wird eine Vollkostenrechnung für verschiedene Anlagengrößen und unterschiedliche CH<sub>4</sub>-Kosten durchgeführt. Daraus wird der Kostenfaktor zwischen knapp unter zwei und über drei für fossiles H<sub>2</sub> ermittelt, wenn dieses aus Erdgas über eine Dampfreformierung gewonnen wird. In den Szenarien wird im Folgenden angenommen, dass der Kostenfaktor durch ein Ansteigen der Produktionskapazitäten von 2,5 im Jahr 2010 auf 1,8 im Jahr 2050 absinkt.

Für die Kostenannahmen zur Verflüssigung von CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> wird eine Kostenrechnung durchgeführt. Die Investition für die Verflüssigungsanlage von 496 €/kWh<sub>el</sub> (H<sub>2</sub>) bzw. 116 €/kWh<sub>el</sub> (CH<sub>4</sub>) im Jahr 2010 wird aus verschiedenen Studien, die in (Hawkins 2006) zusammengefasst sind, und eigenen Abschätzungen gebildet. Ein Kostenrückgang von 1,25 % pro Jahr für die Entwicklung bis 2050 wird angenommen. Die benötigte spezifische Energie aus Strom zum Verflüssigen des H<sub>2</sub> und des CH<sub>4</sub> wird mit 0,8 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> bzw. 0,33 kWh/Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> in Anlehnung an (Amos 1998; Emec & Kukuk 2008) angenommen.

Der Transport des flüssigen H<sub>2</sub> von der Verflüssigungsanlage zu den Tankstellen wird per Lkw oder per Schiff durchgeführt. Für die Herleitung der Kosten wird auf Abschnitt 2.2.3.3 verwiesen. Einen Überblick über die Kosten der verschiedenen Bereitstellungspfade der fossilen Energieträger wird abschließend in Abbildung 2-17 gegeben. Darin ist zu erkennen, dass H<sub>2</sub>, das in verschiedenen Anwendungen ab dem Jahr 2020 eingesetzt wird, durch den Energieaufwand bei der Herstellung aus Erdgas und durch die darauf folgende Verflüssigung die höchsten Kosten besitzt. Bis zum Jahr 2050 verringert sich die Kostendifferenz zu den übrigen – vor allem aber zu den fossilen Flüssigkraftstoffen – erheblich und ist auf den Energiegehalt bezogen nur noch rund 10 % kostenintensiver als im Straßenverkehr genutzte Flüssigkraftstoffe. Das im Erdgas enthaltene CH<sub>4</sub> ist über den gesamten betrachteten Zeitraum der günstigste fossile Kraftstoff, ist in allen Anwendungen allerdings mit einem höheren Energieverbrauch verbunden.

Abbildung 2-17: Kosten der Energiebereitstellung fossiler Energieträger bis zur Tankstelle - Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnung mit Daten aus Repenning et al. (2015) und eigenen Annahmen

### 2.2.3.3 Kostenannahmen für Pfade der PtG/PtL Kraftstoffe

Der hauptsächliche Kostenbestandteil der Energieträgerpfade für die strombasierten Kraftstoffe ist die Herstellung der Kraftstoffe. Vier Standorte im Ausland werden beispielhaft als mögliche Produktionsstandorte der PtG/PtL-Gestehung herangezogen (Tabelle 2-9), für die jeweils die Kraftstoffgestehungs- und Transportkosten abgeschätzt werden. Für die vier betrachteten Standorte wird die Annahme getroffen, dass je Standort dieselbe Produktionskapazität installiert ist und eine Mittelung der Gestehungskosten je Standort über die Volllaststunden der Anlagen stattfindet.

#### PtG/PtL-Gestehungskosten

Die Gestehungskosten der Kraftstoffe werden über eine Wirtschaftlichkeitsrechnung ermittelt. Sie hängen wesentlich von den Kosten des Stroms und den Betriebsstunden der PtG/PtL-Anlage ab. Letztere entsprechen dabei den Volllaststunden der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen des jeweiligen Standorts, wenngleich durch ein Zusammenschalten verschiedener Stromerzeugungsanlagen Synergien genutzt und eine höhere Zahl an Betriebsstunden möglich sein könnte. Dann wären die Investitionskosten der Anlagen pro Produktmenge geringer und damit auch die Gestehungskosten der PtG- und PtL-Kraftstoffe. Als Strom-Input werden die Stromgestehungskosten des jeweiligen Standorts aus Schütz & Härtel (in Bearbeitung) zugrunde gelegt. EE-Strom aus anderen Techniken wie Geothermie und Wasserkraft wäre grundsätzlich ebenfalls nutzbar, kann geringere Stromgestehungskosten haben und höhere Volllaststunden ermöglichen. Diese Idealfälle waren jedoch nicht Gegenstand der Studie. Bei dem PtG-CH<sub>4</sub> Erzeugungspfad für gasförmiges CH<sub>4</sub> ist dabei zu beachten, dass nach Schütz & Härtel (in Bearbeitung) keine Gasnetzanbindung von Ägypten nach Deutschland besteht und dieser Standort bei den Berechnungen für diesen Energieträgerpfad nicht berücksichtigt wird.

Tabelle 2-9: Eigenschaften der Standorte zur PtG/PtL-Produktion

	Stromgestehungskosten in €/ct/kWh					Volllaststunden	Transportlänge in km	
	2010	2020	2030	2040	2050		Gasnetz	Schiff
Wind onshore - GB	7,0	6,6	6,3	6,1	5,8	2.400	1.100	1.900
Wind offshore - GB	15,0	13,5	12,1	11,2	10,3	3.215	1.100	1.900
PV - Türkei	12,5	9,9	7,4	6,2	5,1	1.500	2.200	6.400
CSP - Ägypten	18,0	15,3	12,7	11,3	9,8	3.800	-	6.500

Quelle: Schütz & Härtel (in Bearbeitung) und Fortschreibung der Stromgestehungskosten bis 2050.

H<sub>2</sub> wird in der Betrachtung der Kraftstoffe über einen Elektrolyseur mittels Strom aus Wasser gewonnen und – wenn H<sub>2</sub> für den Transportsektor genutzt werden soll – vor dem Schifftransport verflüssigt. In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der H<sub>2</sub>-Herstellung fließen die Investitionssumme und die betriebsgebundenen Kosten, d. h. die Personalkosten sowie die Wartungs- und Reparaturkosten, mit ein. Der Energieverbrauch der Anlage ist darin über die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Anlagen berücksichtigt. Über eine lineare Annuitätenrechnung werden anschließend die jährlich anzusetzenden Kosten berechnet.

Um den zukünftigen spezifischen Invest zu ermitteln, wird auf Basis von mehreren Studien (Albrecht et al. 2013; Müller-Syring et al. 2013; Nitsch et al. 2012; Smolinka et al. 2010; Wilken et al. 2014; Zdrallek et al. 2014) eine Lernkurve entwickelt (Abbildung I-5). Die spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse sinken dabei von Kosten über 3.000 €/kW<sub>el</sub> im Jahr 2010 auf knapp unter 1.000 €/kW<sub>el</sub> im Jahr 2030. Im Jahr 2050 liegen die spezifischen Investitionskosten bei knapp 500 €/kW<sub>el</sub>.

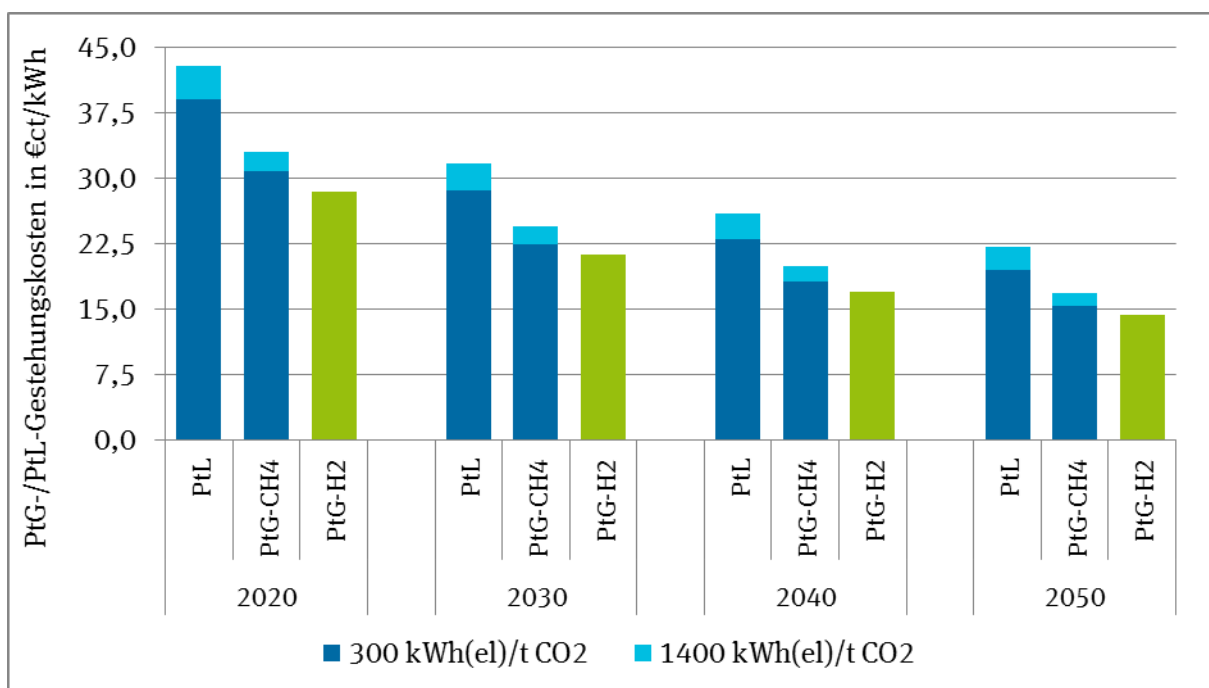
Das über die Elektrolyse hergestellte H<sub>2</sub> kann über eine Methanisierungsanlage unter Zugabe von CO<sub>2</sub> zu PtG-CH<sub>4</sub> synthetisiert werden. Das dafür benötigte CO<sub>2</sub> kann aus verschiedenen Quellen gewonnen werden. In diesem Vorhaben wird angenommen, dass die benötigte Menge CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft gewonnen wird. Bei der Abscheidung aus der Luft mittels elektrischer Energie wird nach Jess et al. (2011) ein Strombedarf von 1.400 kWh<sub>el</sub> je gewonnener Tonne CO<sub>2</sub> angenommen. Ein anderes Verfahren bezieht einen Großteil der benötigten Energie aus Niedrigtemperaturwärme und besitzt mit rund 300 kWh<sub>el</sub> je Tonne CO<sub>2</sub> einen niedrigeren Strombedarf (Climeworks AG 2015). Für diese beiden Varianten der Kohlenstoffbereitstellung werden die PtG- und PtL-Gestehungskosten ermittelt und abschließend gemittelt. Dafür werden entsprechend dem PtG-H<sub>2</sub> eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und eine Annuitätenrechnung durchgeführt (Abbildung 2-18).

Die Investition für die PtG-CH<sub>4</sub> Gestehung setzt sich zusammen aus der Investition für den Elektrolyseur und für die Methanisierungsanlage. Die Lernkurve für die spezifischen Investition der Methanisierungsanlage werden auf Basis der Studien (Albrecht et al. 2013; Graf et al. 2014; Hermann et al. 2014; Müller-Syring et al. 2013; Smolinka et al. 2010; Wilken et al. 2014; Zdrallek et al. 2014) und eigenen Abschätzungen festgelegt (Abbildung I-6). Dabei wird die Studie Graf et al. (2014), in der ein Basic Engineering durchgeführt wurde, besonders stark gewichtet. Die Kosten sinken von 500 €/kW<sub>CH<sub>4</sub></sub> (2020) auf 140 €/kW<sub>CH<sub>4</sub></sub> im Jahr 2050. Durch die Gewichtung von Graf et al. (2014) ist dieser Wert eher als das untere Ende der Kostenentwicklung zu verstehen.

Die Kostenrechnungsparameter für die Verflüssigungsanlagen entsprechen denen, die auch bei der Bestimmung der Verflüssigung der fossilen Kraftstoffe angesetzt werden (Abschnitt 2.2.3.2). Sie unterscheiden sich allerdings durch unterschiedliche Stromgestehungskosten und Betriebsstunden in Deutschland und den ausländischen Standorten.

Über die Fischer-Tropsch-Synthese können aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> höhere Kohlenwasserstoffe hergestellt werden. Analog zur Gesteherung von PtG-CH<sub>4</sub> und PtG-H<sub>2</sub> werden die Gesteherungskosten für PtL berechnet. Für die Investitionskosten der PtL-Gesteherungsanlagen werden die Investitionen für die Elektrolyseure und die Methanisierungsanlage angesetzt unter der Annahme, dass die Anlagentechnik ähnlich aufwendig ist. Da die Erzeugung von PtL spezifisch mehr CO<sub>2</sub> benötigt als PtG-CH<sub>4</sub>, wird die Energiemenge zur Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus der Luft um den Faktor 1,33 im Vergleich zur Energiemenge bei der CH<sub>4</sub> Gesteherung erhöht. Der zusätzliche Energieverbrauch schlägt sich in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Anlage bei den Verbrauchskosten nieder (Abbildung 2-18).

Abbildung 2-18: PtG- und PtL-Gesteherungskosten - Entwicklung von 2020 bis 2050



### Transport und Verteilung der PtG/PtL-Kraftstoffe

Die Kosten des Energieträgertransports nach Deutschland werden über den Energieaufwand bzw. die Energieverluste abgeschätzt, ohne die Investitionen für den Transport zu berücksichtigen. Bei dem Transport von gasförmigem CH<sub>4</sub> wird eine auf die Transportlänge bezogene Verlustrate von 0,0022 %/km angesetzt, in der neben dem Energieaufwand der Kompressoren auch weitere Verluste wie Leckagen enthalten sind (Schütz & Härtel, in Bearbeitung). In derselben Studie ist der Boil-off des flüssigen CH<sub>4</sub> beim Tanker-Transport mit 0,15 % pro Tag angegeben. Beim Transport des H<sub>2</sub> wird ein höherer Boil-off von 0,3 % pro Tag angenommen (Abe et al. 1998). Für beide Energieträger wird vorausgesetzt, dass die über den Boil-off frei werdende Energie für den Antrieb der Tanker genutzt wird, die eine Transportgeschwindigkeit von 16 kn besitzen. Die Verluste und die Kosten des Transports der Flüssigkraftstoffe werden dagegen vernachlässigt, da sie in der heutigen Transportkette der günstigeren Flüssigkraftstoffe bereits nur einen geringen Anteil der Gesamtkosten ausmachen.

Die Verteilung des gasförmigen PtG-CH<sub>4</sub> innerhalb Deutschlands findet über das öffentliche Gasnetz statt. Für die spezifischen Verteilungskosten des PtG-CH<sub>4</sub> werden daher die Investitionen in das Gasnetz

---

und die von den Kunden gezahlten Netzentgelte, die teilweise wieder in den Ausbau und die Wartung des Gasnetzes fließen, betrachtet.

Die Investitionssummen von 2009 bis 2014 der Verteilnetzbetreiber in das Gasverteilnetz (BNetzA & BKartA 2014a, 2014b) werden dafür über die Annuitätenmethode in eine mittlere jährliche Umlage für den Netzausbau umgerechnet. Zu den Gesamtkosten zählen neben dieser Umlage die insgesamt gezahlten Netzentgelte von 2011, die über die spezifischen Abgabemengen und die Höhe der Netzentgelte (BNetzA & BKartA 2014a, 2014b) bestimmt werden. Der Anteil der so bestimmten Gesamtkosten für die Investitionen und den Betrieb des Gasnetzes, der auf den Verkehr entfällt, wird über das Verhältnis des Endenergiebedarfs im Straßennahverkehr (Abschnitt 2.1.4) zur insgesamt abgegebenen Energiemenge bestimmt. Diese anteiligen Gesamtkosten werden abschließend in das Verhältnis zum Endenergiebedarf an gasförmigem CH<sub>4</sub> im Verkehr gesetzt.

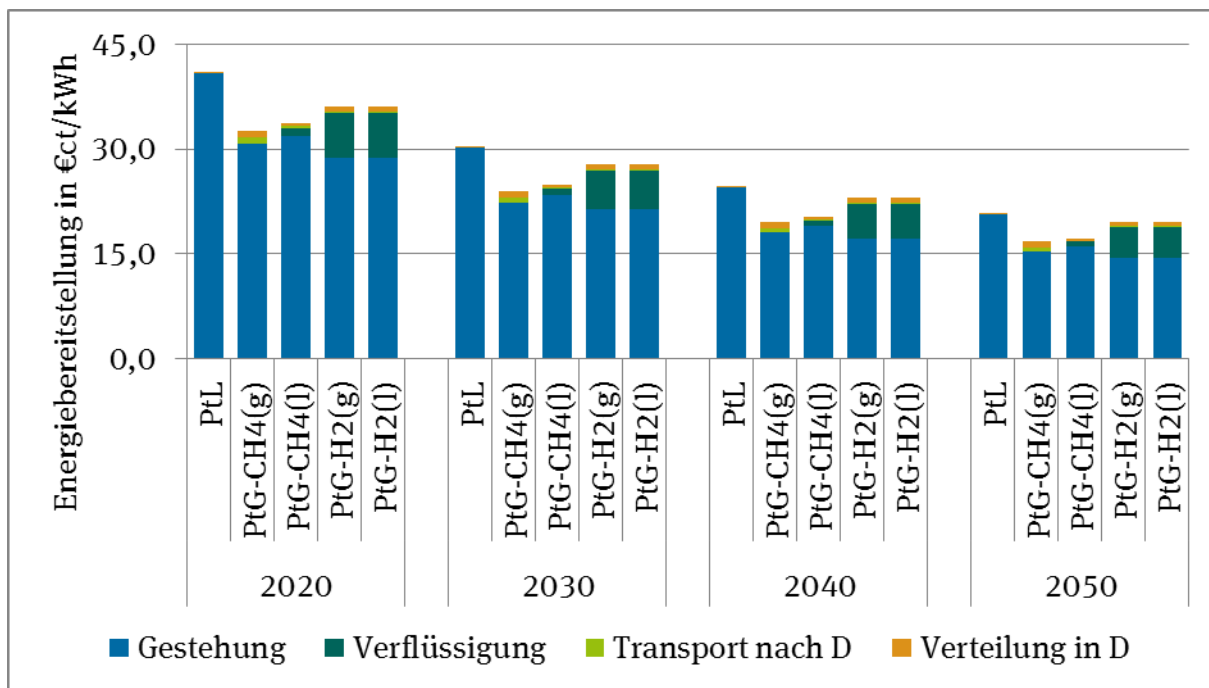
In flüssiger Form werden die PtG/PtL-Kraftstoffe per Lkw oder per Schiff innerhalb Deutschlands transportiert. Die Kosten für den Transport einer Tankfüllung setzen sich zusammen aus anteiligen Investitionskosten für den Lkw bzw. das Schiff, anteiligen Wartungskosten, Kraftstoffkosten und Personalkosten für den Fahrer. Sie werden auch über eine Wirtschaftlichkeitsrechnung in eine Annuität (Abschreibungszeitraum: 9 Jahre bzw. 30 Jahre; Zinssatz: 5,88 %) überführt.

Für den Lkw wird die Energiemenge einer Tankfüllung mithilfe üblicher kraftstoffspezifischer Tankgrößen (PtL / CH<sub>4</sub>(l): 30.000 Liter; H<sub>2</sub>(l): 38.000 Liter) (aus: Bolle et al. 2012; Chart Inc. 2013; Vester GmbH 2015) und eigenen Abschätzungen berechnet. Als Investitionskosten werden Kosten für einen Lkw in der Höhe von 100.000 € angesetzt. Die Kosten der Tanks liegen dagegen bei 30.000 € für Flüssigkraftstoffe und bei 300.000 € für CH<sub>4</sub>(l) und H<sub>2</sub>(l). Die Wartungskosten werden mit 2 % der Investitionskosten pro Jahr angesetzt und es werden unter Berücksichtigung von Sonn- und Feiertagen bzw. Wartungstagen ca. 300 Tankfüllungen pro Jahr angenommen.

Zur Berechnung der Kraftstoff- und Personalkosten pro Tankfüllung wird für den Lkw-Transport eine mittlere Entfernung von 300 km zwischen Erzeugeranlage und Tankstelle angenommen. Anhand kraftstoffspezifischer Verbräuche und Preise (AltFuelPrices.com 2007; DGMK 2006; Hanke 2013; Hendrickx 2014; Krüger 2014; Statista 2015) und eigenen Abschätzungen werden die Kraftstoffkosten ermittelt. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Transport-Lkw den gleichen Energieträger nutzt, den er auch transportiert. Durch Kenntnis der Transportkosten und der Energiemenge einer Tankfüllung können die spezifischen Transportkosten pro Lkw für den jeweiligen Energieträger bestimmt werden.

Beim Transport der Energieträger per Binnenschiff wird die Energiemenge einer Tankfüllung bezogen auf das Volumen eines herkömmlichen Dieseltankschiffs mit ca. 2167 m<sup>3</sup> berechnet (Dünner & Nutsch 2013) und die Investitionskosten des Tankschiffes werden mithilfe von Dünner & Nutsch (2013) und Wenzel (2014) auf 5 Mio. € abgeschätzt. Der Kraftstoffverbrauch richtet sich nach Knörr & Kutzner (2008).

Abbildung 2-19: Kosten der Energiebereitstellung von PtG/PtL-Kraftstoffen bis zur Tankstelle - Entwicklung von 2020 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen

Eine Zusammenfassung der Kostenentwicklung der PtG/PtL-Kraftstoffe und deren Transportkette sind in Abbildung 2-19 und Tabelle II-28 gegeben. Die Gestehungskosten dominieren in der Kostenstruktur der Kraftstoffe. Nur bei der angenommenen Transportkette bei H<sub>2</sub> tritt durch die Verflüssigung ein relevanter Kostenblock neben den Gestehungskosten hervor, so dass der im Ausland produzierte H<sub>2</sub> teurer als die CH<sub>4</sub>-Herstellung wird. PtL-Kraftstoffe weisen wegen des höheren Strom- und CO<sub>2</sub>-Bedarfs und den damit verbundenen höheren Gestehungskosten die höchsten Kosten auf.

Im Jahr 2020 startet in den Szenarien die Markteinführung der PtG/PtL-Kraftstoffe. In diesem Jahr betragen die Kosten dieser Kraftstoffe mehr als das 5fache der fossilen Kraftstoffe. Sie bleiben bis zum Jahr 2050 mit höheren Kosten (Faktor 1,5 bis 3) verbunden, sind aber im Unterschied zu den fossilen Kraftstoffen vollständig THG-neutral. Die Annahmen zum Zeitpunkt und der Geschwindigkeit der Markteinführung der Kraftstoffe sind als Annahmen gesetzt, um einen zunächst gemäßigten und ab 2030 schnelleren Anstieg der Anteile der strombasierten Kraftstoffe abzubilden. In der Realität hängt die Markteinführung und deren Geschwindigkeit stark von politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen ab, so dass die angenommene Entwicklung eine von vielen möglichen darstellt.

#### 2.2.3.4 Kostenannahmen für die direkte Nutzung von elektrischem Strom

Im Gegensatz zu den im Ausland hergestellten PtG/PtL-Kraftstoffen wird bei der direkten Nutzung elektrischer Energie auf erneuerbaren Strom zurückgegriffen, der hauptsächlich in Deutschland produziert wird. Daher wird in den Annahmen eine lineare Entwicklung vom heutigen Börsenstrompreis, in dem ein Mix aus fossilem und erneuerbarem Strom zum Tragen kommt, zu einer rein erneuerbaren Stromproduktion im Jahr 2050 angesetzt. Für die Stromproduktion wird ein gleichmäßig verteilter Mix aus Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik-Anlagen zugrunde gelegt (Matthes et al. 2014), deren Kosten ähnlich wie bei den Stromgestehungskosten an den ausländischen Standorten aus einer starken Kostendegression abgeleitet sind.



Um die Verteilung des Stroms innerhalb Deutschlands zu berücksichtigen, werden zusätzlich die Netzentgelte, mit denen der Betrieb und der Ausbau der Stromnetze finanziert werden, kostenseitig mit einbezogen. Die Netzentgelte für industrielle Großabnehmer mit einem Anschluss auf höheren Spannungsebenen und der Möglichkeit von Lastverschiebungen sowie den Privathaushalten und Gewerbebetrieben im Niederspannungsnetz unterscheiden sich erheblich. Eine Grundvoraussetzung bei der angenommenen Marktentwicklung der Elektromobilität in den Szenarien ist die Gewährleistung der Lastverschiebung bei elektrischen Fahrzeugen, um die Stabilität in den Stromnetzen und die dargebotsbezogene Nachfrage des Strombezugs zu ermöglichen. Aus diesem Grund erfüllen elektrische Straßenfahrzeuge auch eine netzentlastende Funktion, so dass im Folgenden für die elektrische Nachfrage aus dem Verkehrssektor der Mittelwert aus dem Netzentgelt für die Industrie und den Privathaushalten angesetzt wird.

Eine zunehmende Kopplung des Stromsektors mit anderen Sektoren bedarf Anpassungen in der Regelung der Netze und des Stromsystems. Daraus folgt auch eine Anpassung bei der Netzentgeltregulierung. Da diese Anpassungen in dieser Studie nicht adäquat abgebildet werden können, ist die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte bis zum Jahr 2023 aus Hinz et al. (2014) vereinfachend die Grundlage für die Annahmen. In dieser Studie werden die Netzentgelte auf Basis des Netzentwicklungsplans 2013 (BNetzA 2013) fortgeschrieben, ohne zusätzliche Anpassungen zu berücksichtigen. Darauf folgend ist eine Steigerung der Netzentgelte von 1 % pro Jahr angenommen. Dies stellt wie die Annahme der Mittelung der Netzentgelte eine grobe Näherung an die Netzentgelte dar.

Tabelle 2-10: Annahmen zu den Stromkosten des Verkehrssektors, Entwicklung von 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
Stromproduktion (€ct/kWh)	5,5	4,7	5,9	7,1	8,3
Netzentgelt Haushalte (€ct/kWh)	5,9	7,3	8,2	9,1	10,0
Netzentgelt Industrie (€ct/kWh)	1,5	2,6	3,1	3,4	3,7
Netzentgelt Elektromobilität (€ct/kWh)	3,7	5,0	5,7	6,2	6,9
Stromkosten Elektromobilität (€ct/kWh)	9,2	9,7	11,6	13,4	15,2

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Hinz et al. (2014), Matthes et al. (2014)



---

## 3 Gesamtkostenrechnung

### 3.1 Methodische Vorbemerkungen

In der Vergangenheit wurden bereits verschiedene Kostenvergleiche zu alternativen Antriebs- und Kraftstoffkonzepten durchgeführt (beispielsweise Schmied et al. 2014). Bei diesen Kostenvergleichen werden in der Regel die Gesamtkosten aus Sicht des Nutzers ermittelt. Die Gesamtkostenbetrachtung berücksichtigt neben den Anschaffungskosten für Fahrzeuge auch die Kosten für Lade- und Tankstelleninfrastruktur, Energiekosten und Betriebskosten wie Wartungs-, Reparatur- oder Haltungskosten. Die Investitionskosten werden dabei mittels eines unterstellten Zinssatzes diskontiert und die so ermittelten jährlichen Kosten zu den übrigen jährlich anfallenden Kosten hinzugerechnet. Die so ermittelten Gesamtkosten werden auch als Total Cost of Ownership (TCO) bezeichnet. Für alternative Antriebs- und Kraftstoffkonzepte werden diese Gesamtkosten oftmals für zukünftige Jahre wie 2030 oder 2050 ausgewiesen, nachdem alle Umstellungen auf die neuen Energieversorgungen des Verkehrs durchgeführt werden (Steady-state-Situation).

Die Kostenbetrachtungen, die im Rahmen dieser Studie durchgeführt werden, unterscheiden sich von diesen TCO-Betrachtungen aber grundlegend:

- ▶ In dieser Studie werden nicht die Kosten aus Nutzersicht analysiert, sondern die Gesamtkosten, die anfallen, wenn der Verkehr im Jahr 2050 nahezu THG-neutral ist und einer der vier in dieser Studie beschriebenen Energieversorgungsoptionen (Fl+, E+, CH<sub>4</sub>+ oder H<sub>2</sub>+) realisiert wird. Die Gesamtkosten werden gegenüber dem Referenzszenario ausgewiesen. Für das Referenzszenario wird unterstellt, dass sich die Fahrzeugflotte wie im Szenario Fl+ entwickelt, dass statt PtL aber weiterhin konventionelle Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin, Schweröl) eingesetzt werden. Die Kostenbetrachtung ist damit eine Differenzkostenbetrachtung im Vergleich zum Referenzszenario, in dem außer bei den elektrischen Antrieben keine THG-neutralen Energieträger zum Einsatz kommen.
- ▶ Berücksichtigt werden dabei neben den Fahrzeuganschaffungs- und Energiekosten die Kosten für Investitionen, Unterhalt und Betrieb der möglicherweise notwendigen Lade- und Tankstelleninfrastruktur sowie die verkehrsseitig notwendigen Anschlusskosten der Lade- und Tankstelleninfrastrukturen an die Strom- oder Gasnetze. Es wird bei den Kostenbetrachtungen nicht unterschieden, ob die Kosten vom Staat, von den Bürgern oder den Unternehmen zu tragen sind. Entscheidend sind die Gesamtkosten; grundsätzlich bleibt es dem Staat überlassen, ob er regulierend in den Markt eingreifen will, um so Mehrkosten für einzelne Akteure abzufedern.
- ▶ Die Kostenanalysen haben zum Ziel, die Gesamtkosten für die Umstellung auf einen treibhausgasneutralen Verkehr in Deutschland aufzuzeigen. Dies bedeutet aber auch, dass Investitionskosten nicht auf ein Jahr diskontiert werden müssen. Vielmehr werden alle anfallenden Kosten der vier Szenarien Fl+, E+, CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ für den gesamten Betrachtungszeitraum von 2010 bis 2050 berechnet. Um Detailanalysen durchführen zu können, werden die Kosten zusätzlich in Fünfjahresschritten ausgewiesen. Investitionskosten werden demzufolge dem Fünfjahreszeitraum zugerechnet, in dem sie getätigt werden.
- ▶ Analog zu TCO-Analysen werden auch die Kostenanalysen in dieser Studie zu konstanten Preisen durchgeführt. Als Bezugsjahr dient das Jahr 2010. Da es sich um eine rein Analyse der Gesamtkosten für die Gesellschaft handelt, werden reine Kostenbetrachtungen durchgeführt. Gewinne der Unternehmen (z. B. bei Fahrzeugen und Kraftstoffen, siehe auch Abschnitte 2.1.3 und 2.2.3) sind in den Kostenangaben nicht enthalten. Dies bedeutet beispielsweise, dass bei den Anschaffungskosten von Fahrzeugen nur die Mehrkosten der alternativen Antriebe oder Speicher betrachtet werden, nicht aber die Gewinnmargen der

---

Unternehmen. Alle Kostenangaben werden zudem ohne Verbrauchssteuern (z. B. Strom-, Erdgas- oder Mineralölsteuer inkl. Ökosteuern) sowie Mehrwertsteuer angegeben. Steuerähnliche Abgaben (z. B. Konzessionsabgaben, EEG- und KWK-Abgaben) bleiben ebenfalls unberücksichtigt.

## 3.2 Ergebnisse

In den folgenden Unterkapiteln werden die Ergebnisse der Gesamtkosten für die vier Szenarien Fl+, E+, CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ als Differenz zum Referenzszenario dargestellt. Positive Kostenangaben bedeuten Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario, negative Kosten sind hingegen Kosteneinsparungen. Für die Kostenanalysen fließen dann spezifisch für die Szenarien alle Kostenangaben ein, die im vorangegangenen Kapitel vorgestellt wurden. Diese spezifischen Kostensätze werden für die Gesamtkostenbetrachtungen mit der in den Szenarien unterstellten Anzahl an Fahrzeugneuschaffungen, Fahrleistungen, Energieverbräuchen und der Anzahl an notwendiger verkehrsseitiger Lade- und Tankstelleninfrastruktur ausmultipliziert. Wie in Abschnitt 1.2 beschrieben, werden für folgende Verkehrsmittelkombinationen getrennt die Auswirkungen der vier Szenarien untersucht, so dass auch die Kostenbetrachtungen nach diesen Modulen separat durchgeführt werden:

- ▶ Straßennahverkehr
- ▶ Straßenfernverkehr
- ▶ Linienbusse
- ▶ Schiffsverkehr (Binnen- und Seeschifffahrt)
- ▶ Flugverkehr

Zu beachten ist hierbei, dass die ausgewiesenen Kosten nur dann die Situation abbilden, wenn nur ein Modul (beispielsweise der Linienbus) allein auf die vier möglichen Energieversorgungsoptionen umgestellt wird. Synergien mit anderen Verkehrsträgern bleiben dabei unberücksichtigt. Es wurde eigentlich erwartet, dass diese Synergien insbesondere zwischen Straßennahverkehr und Straßenfernverkehr auftreten. Detaillierte Kostenanalysen haben aber gezeigt, dass die Kostenvorteile und damit die Synergieeffekte unter den Annahmen der Studie so klein sind, dass im Folgenden auf eine getrennte Darstellung der Gesamtkosten bei gleichzeitiger Umsetzung mehrerer Module verzichtet wurde.

Für das Modul Schiene werden aufgrund der geringen Bedeutung keine Gesamtkostenrechnungen durchgeführt; dieses Modul ist daher in der folgenden Ergebnisdarstellung nicht enthalten.

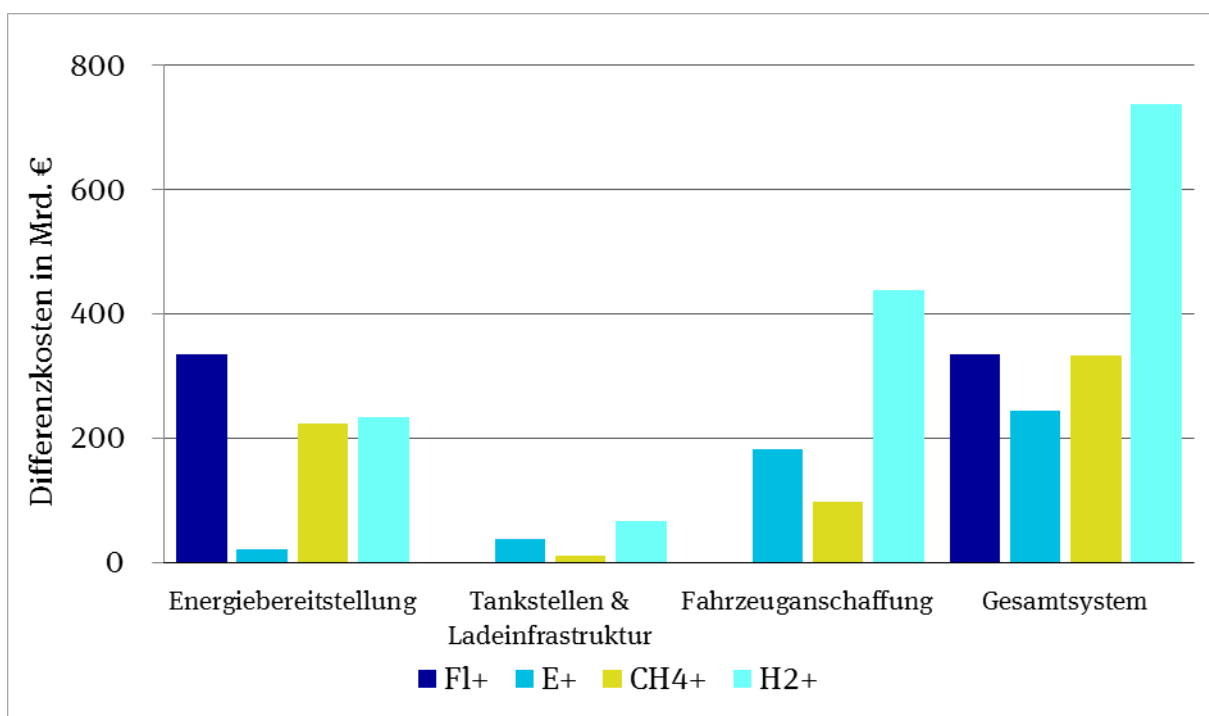
Grundsätzlich erfolgt die Ergebnisdarstellung differenziert nach folgenden Kostenarten:

- ▶ Energiebereitstellung: Energiegestehungskosten und Kosten für Energieverteilung
- ▶ Tankstellen und Ladeinfrastruktur: Kosten für Tankstellen, Ladeinfrastruktur sowie Anschlusskosten
- ▶ Fahrzeuganschaffung: Anschaffungskosten für neue Fahrzeuge
- ▶ Gesamtsystem: Summe aller Kostenblöcke

### 3.2.1 Straßennahverkehr

In das Modul „Straßennahverkehr“ fallen der motorisierte Individualverkehr mit Pkw und Krafträdern, leichten Nutzfahrzeugen und Lkw, die im Nahverkehr eingesetzt werden. Wie Abbildung 3-1 zeigt, weist das Szenario „E+“ – also das Szenario, das auf weitest gehende direkte Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms in Elektrofahrzeugen setzt – die geringsten Gesamtkosten aus. Gegenüber dem Referenzszenario lägen die Umstellungskosten für den gesamten Zeitraum von 2010 bis 2050 bei rund 243 Mrd. € (Tabelle II-30); darin eingeschlossen sind auch die Energiekosten und Anschaffungskosten der Fahrzeuge, die zum Großteil die Fahrzeugbesitzer tragen müssen. Die Szenarien Fl+ und CH<sub>4</sub>+ würden gegenüber dem Szenario E+ im gleichen Zeitraum zu Mehrkosten von jeweils ca. 90 Mrd. € führen. Dies entspräche immerhin 37 % an Mehrkosten gegenüber dem Szenario E+ (Tabelle II-29, Tabelle II-31). Das mit Abstand teuerste Szenario zur Erreichung eines THG-neutralen Straßen-Nahverkehrs wäre das Szenario H<sub>2</sub>+. Die Mehrkosten gegenüber Szenario E+ lägen bei rund 500 Mrd. € (Tabelle II-32). Oder anders ausgedrückt: Dieses Szenario würde zu dreimal so hohen Gesamtkosten führen als das Szenario E+. Diese Auswertungen zeigen, dass für den Straßennahverkehr die aus volkswirtschaftlicher Sicht günstigste Variante zur Erreichung der Dekarbonisierung eine Elektrifizierung des Straßennahverkehrs wäre.

Abbildung 3-1: Straßennahverkehr: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehrkosten)



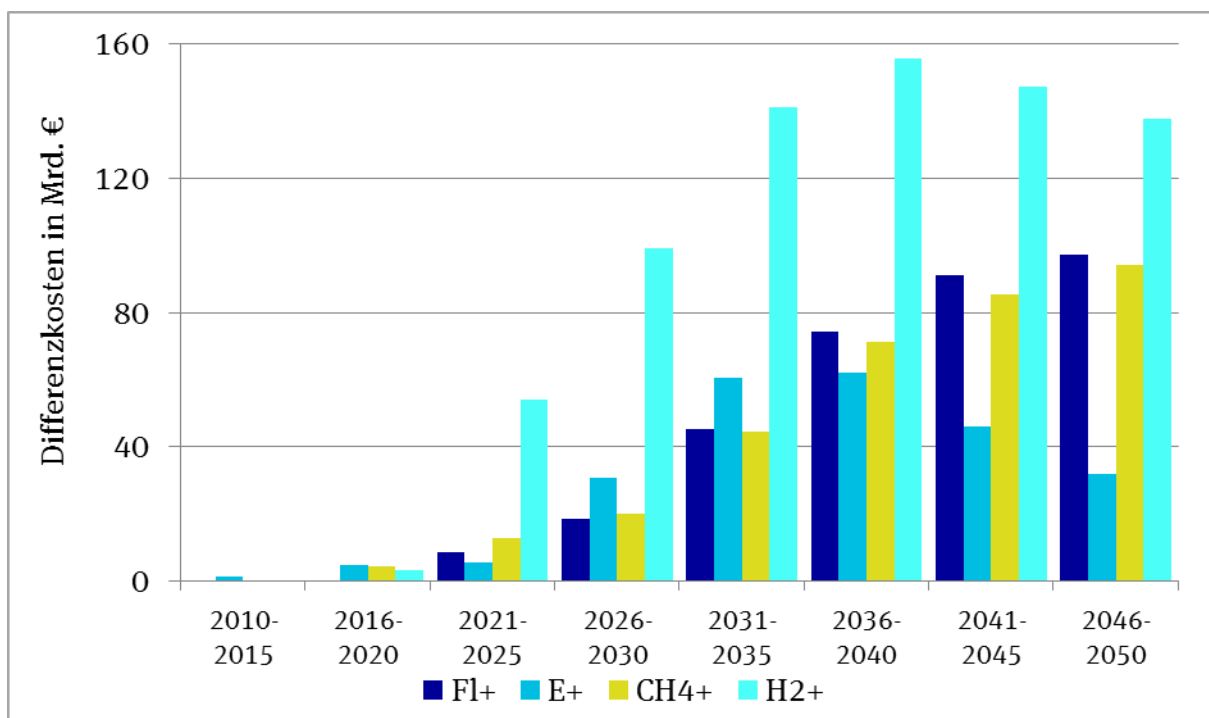
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 3-1 zeigt aber auch, worauf die Kostenvorteile beim Szenario E+ zurückzuführen sind. Insbesondere die gegenüber dem Referenzszenario geringen Mehrkosten bei der Energiebereitstellung kompensieren die Mehrkosten bei der Fahrzeuganschaffung. Die detaillierte Analyse der Kosten zeigt auch, dass die Nutzung von PtG-H<sub>2</sub> in Brennstoffzellenfahrzeugen, wie sie im Szenario H<sub>2</sub>+ unterstellt ist, sowohl bei Fahrzeuganschaffung als auch bei Tankstellen und Ladeinfrastruktur deutlich teurer ist als alle anderen Varianten. Bei den Kosten der Energiebereitstellung ist nur das PtL-Szenario Fl+ schlechter. Dies hat aber dafür keine zusätzlichen Mehrkosten bei der Fahrzeuganschaffung gegenüber dem Referenzszenario. Die nach Kostenblöcken detaillierte Analyse führt noch einen

weiteren Aspekt vor Augen. Die Kosten für Tankstellen und Ladeinfrastruktur werden in der Regel in der Diskussion alternativer Antriebe und Kraftstoffe überschätzt. Auf diesen Bereich entfallen bei allen Szenarien nur bis zu 16 % der Gesamtkosten. Viel entscheidender für die Gesamtkosten sind die Energie- und Fahrzeuganschaffungskosten; diese beiden Kostenblöcke dominieren die Gesamtkosten aller Szenarien.

In Abbildung 3-2 sind für das Modul Straßennahverkehr die gesamten Differenzkosten im Vergleich zum Referenz-Szenario in Fünfjahresschritten dargestellt. Diese Abbildung verdeutlicht zum einen, dass das Szenario H<sub>2</sub>+ in jedem Fünfjahresschritt die höchsten Gesamtkosten aufweist. Für die Gesamtkosten entscheidend ist, dass gerade im Einführungszeitraum die Kosten dieses Szenarios trotz unterstellter ähnlicher THG-Minderung aller Szenarien massiv höher sind. Zurückzuführen ist dies darauf, dass Brennstoffzellenfahrzeuge gerade am Anfang der Einführung viel teurer sind als alle anderen Antriebskonzepte. Diese Mehrkosten in den Anfangsjahren führen zu einem Kostenrucksack, der selbst im Zeitraum nach 2050 nicht mehr abgebaut werden kann.

Abbildung 3-2: Straßennahverkehr: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario in Fünfjahresschritten (positiv: Mehrkosten)



Quelle: Eigene Berechnungen

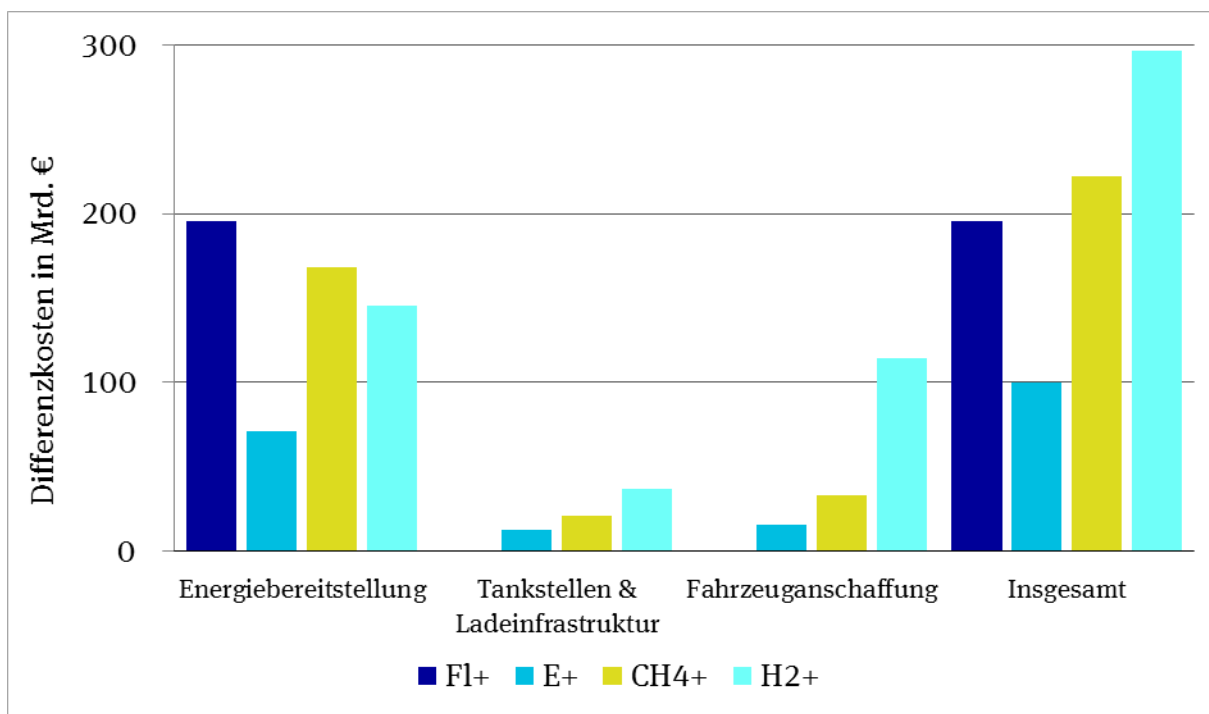
Weiterhin wird aus Abbildung 3-2 ersichtlich, dass in den Anfangsjahren das Szenario E+ kostenseitig schlechter abschneidet als die beiden Szenarien, die stromgenerierte Kraftstoffe PtL und PtG-CH<sub>4</sub> verwenden. Dies ist vor allem auf die höheren Kosten bei der Fahrzeuganschaffung zurückzuführen. Deutlich wird dies mit der Einführung der BEV 300 im Jahr 2025, die mit einer Reichweite von 300 km eine deutlich größere Batterie notwendig machen. Diese Mehrkosten fallen aber im Vergleich zu den Szenarien H<sub>2</sub>+ und CH<sub>4</sub>+ nicht so ins Gewicht, da die Gesamtkosten schon ab 2035 von allen Varianten am niedrigsten liegen. Bis 2050 wird der Abstand zu den anderen Szenarien zudem immer größer. Diese Auswertung zeigt auch nochmals klar, warum Elektromobilität in TCO-Betrachtungen, die sich auf das Jahr 2050 beziehen, so gut abschneiden. Bis dorthin sind die Fahrzeugpreise soweit gesunken, dass Elektromobilität volks- und betriebswirtschaftlich klar im Vorteil ist.

An den gezeigten Abbildungen wird auch deutlich, dass die Kosten über den Zeitraum von 2010 bis 2050 sich zwischen den Szenarien CH<sub>4</sub>+ und Fl+ nur geringfügig unterscheiden. Da die Kostenannahmen in dem betrachteten Zeitraum mit erheblichen Unsicherheiten belegt sind, ergibt sich bei der Betrachtung der Gesamtkosten in den beiden Szenarien keine Präferenz für eine der beiden Energieversorgungsoptionen.

### 3.2.2 Straßenfernverkehr

Unter dem Straßenfernverkehr wird einerseits der Straßengüterfernverkehr mit Sattel- und Lastzügen sowie Reisebusverkehr verstanden. Wie bereits beim Straßennahverkehr schneidet beim Straßenfernverkehr das Szenario E+ mit Schwerpunkt auf direkter Stromnutzung in der Kostenbetrachtung klar besser ab als alle anderen Szenarien (Betrachtungszeitraum: 2010 bis 2050). Diese Variante, die die Elektrifizierung von Teilen des Autobahnnetzes mit Oberleitungen und den Einsatz von Oberleitungs-Lkw vorsieht, würde Umstellungskosten von rund 100 Mrd. € verursachen (Tabelle II-34). Die Kosten der Szenarien Fl+ und CH<sub>4</sub>+ würden Mehrkosten von zusätzlich 96 % bzw. 122 % (Tabelle II-33; Tabelle II-35) bezogen auf das Szenario E+ bedeuten (96 bzw. 122 Mrd. € Mehrkosten). Das Szenario H<sub>2</sub>+ würde auch beim Straßengüterfern- und Reisebusverkehr die höchsten Mehrkosten verursachen (Tabelle II-36), im Vergleich zu den Szenarien Fl+ und CH<sub>4</sub>+ fallen aber die Mehrkosten geringer aus als beim Straßennahverkehr. Im H<sub>2</sub>-Szenario lägen die Gesamtkosten aber dennoch etwa drei Mal so hoch wie im Szenario E+ und um rund 200 Mrd. € höher.

Abbildung 3-3: Straßenfernverkehr: Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehrkosten)



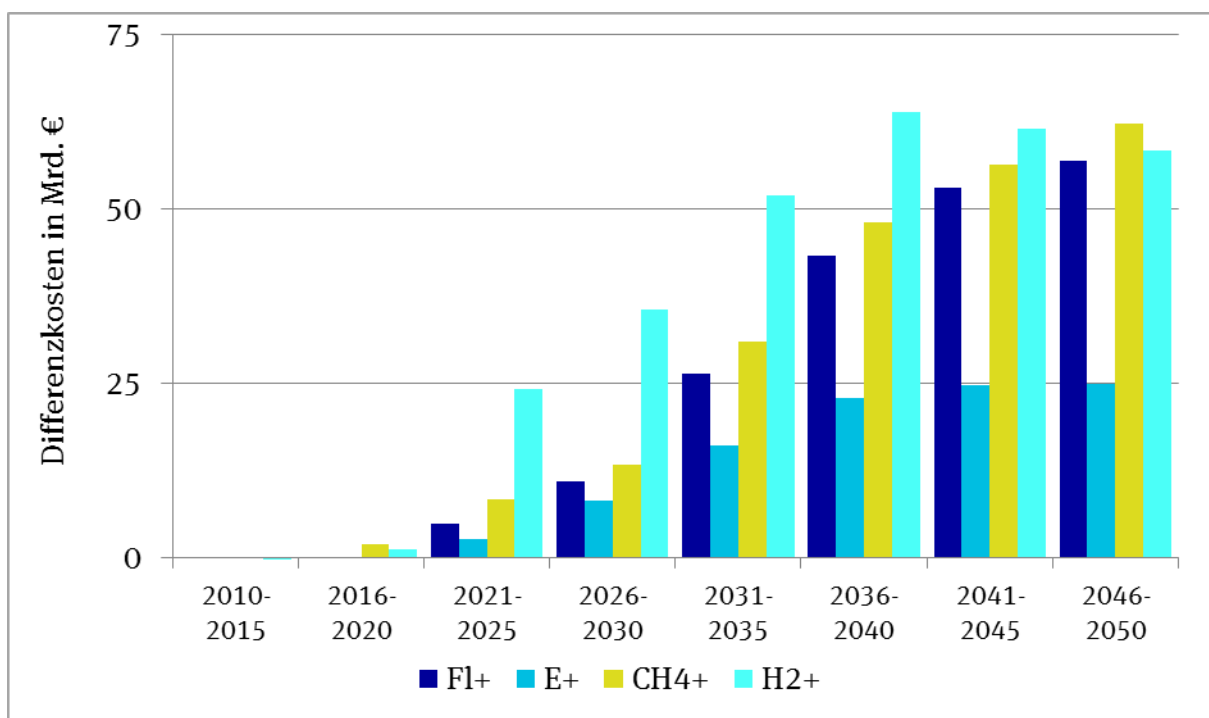
Quelle: Eigene Berechnungen

Die Analyse der einzelnen Kostenblöcke zeigt einen wesentlichen Unterschied zum Straßennahverkehr. Beim Straßengüter- und Reisebusverkehr haben die Energiebereitstellungskosten eine insgesamt höhere Bedeutung für die Gesamtkosten (Abbildung 3-3). Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass diese Fahrzeuggruppe deutlich höhere Jahres- und Gesamtfahrleistungen aufweist als Pkw, leichte Nutzfahrzeuge oder Nahverkehrs-Lkw. Die hohen Jahresfahrleistungen führen wieder-

rum zu einem hohen Energieverbrauch pro Jahr und Fahrzeug und das wiederum zu einem höheren Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten.

Die Analyse der Gesamtkosten in Fünfjahresschritten zeigt Abbildung 3-4 für den Straßenfernverkehr. Prinzipiell ergibt sich ein ähnliches Bild wie beim Straßennahverkehr. Allerdings hat hier das Szenario E+ schon bereits von Beginn an Kostenvorteile gegenüber den anderen Szenarien. Dies ist auch damit zu begründen, dass der Aufbau der Oberleitungs-Infrastruktur erst ab 2025 beginnt und in den anderen Szenarien die Kraftstoffe schon ab 2020 eingeführt werden. Beim Szenario H<sub>2</sub>+ entstehen ebenfalls wieder in den Anfangsjahren so enorme Mehrkosten gegenüber allen anderen Szenarien, dass diese für den Gesamtzeitraum nicht mehr kompensiert werden können. Allerdings liegt beim Straßenfernverkehr am Ende des betrachteten Zeitraums das H<sub>2</sub>-Szenario mit den beiden Szenarien Fl+ und CH<sub>4</sub>+ gleich auf. Dies verdeutlicht, dass beim Fernverkehrs-Lkw sowie Reisebus, sollte sich die Oberleitungsvariante nicht durchsetzen, nochmals die möglichen Energieversorgungsoptionen detailliert untersucht werden sollten. In den Gesamtkosten liegen beispielsweise die Szenarien Fl+ und CH<sub>4</sub>+ so dicht beieinander, dass aus heutiger Sicht ohne weitergehende Detailanalysen keine verlässliche Entscheidung für eine der beiden Varianten möglich ist.

Abbildung 3-4: Straßenfernverkehr: Differenzkosten im Vergleich zum Referenz-Szenario in Fünfjahresschritten (positiv: Mehrkosten)



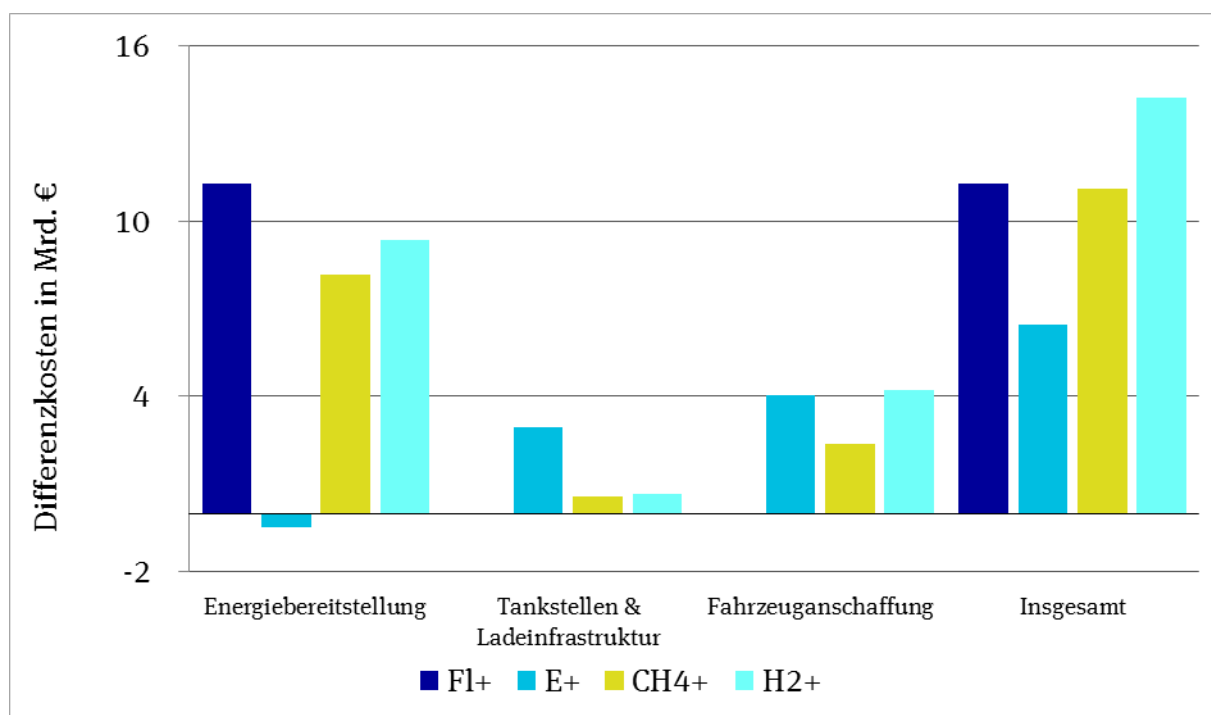
Quelle: Eigene Berechnungen

### 3.2.3 Linienbusse

Beim Linienbusverkehr (siehe Abbildung 3-5) ergibt sich für die Gesamtkosten im Zeitraum 2010 bis 2050 ein ähnliches Bild wie beim Straßenfernverkehr. Das Szenario E+ hat mit 6,7 Mrd. € Mehrkosten gegenüber dem Referenz-Szenario die mit Abstand geringsten Gesamtkosten (Tabelle II-38). Die Szenarien Fl+ und CH<sub>4</sub>+ haben zwischen 72 % und 75 % (+4,8 Mrd. € bzw. +4,6 Mrd. €), das Szenario H<sub>2</sub>+ rund 120 % (+7,7 Mrd. €) höhere Kosten. Die Kostenunterschiede zwischen den beiden Szenarien Fl+ und CH<sub>4</sub>+ sind also gering.

Die Analyse der einzelnen Kostenblöcke zeigt auch wieder die hohe Bedeutung der Energiebereitstellung für die Gesamtkosten. Zurückzuführen ist dies auch bei den Linienbussen auf die hohe Jahres- und Gesamtfahrleistung der Busse. Bei Linienbussen tritt allerdings die Besonderheit auf, dass bei der Energiebereitstellung die Elektromobilität und damit das Szenario E+ zu geringeren Kosten führt als das Referenzszenario. Dieser Kostenvorteil kompensiert dann die vergleichsweise hohen Kosten für Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge. Gerade die umfangreiche Ladeinfrastruktur mit einer Beladungstechnik auf dem Betriebshof und an den Endhaltestellen der Buslinien erzeugt im Vergleich zu übrigen Straßenanwendungen eine leicht höhere Bedeutung der Ladeinfrastruktur in der Kostenbetrachtung.

Abbildung 3-5: Linienbusse: Differenzkosten im Vergleich zum Referenz-Szenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehr-, negativ: Minderkosten)

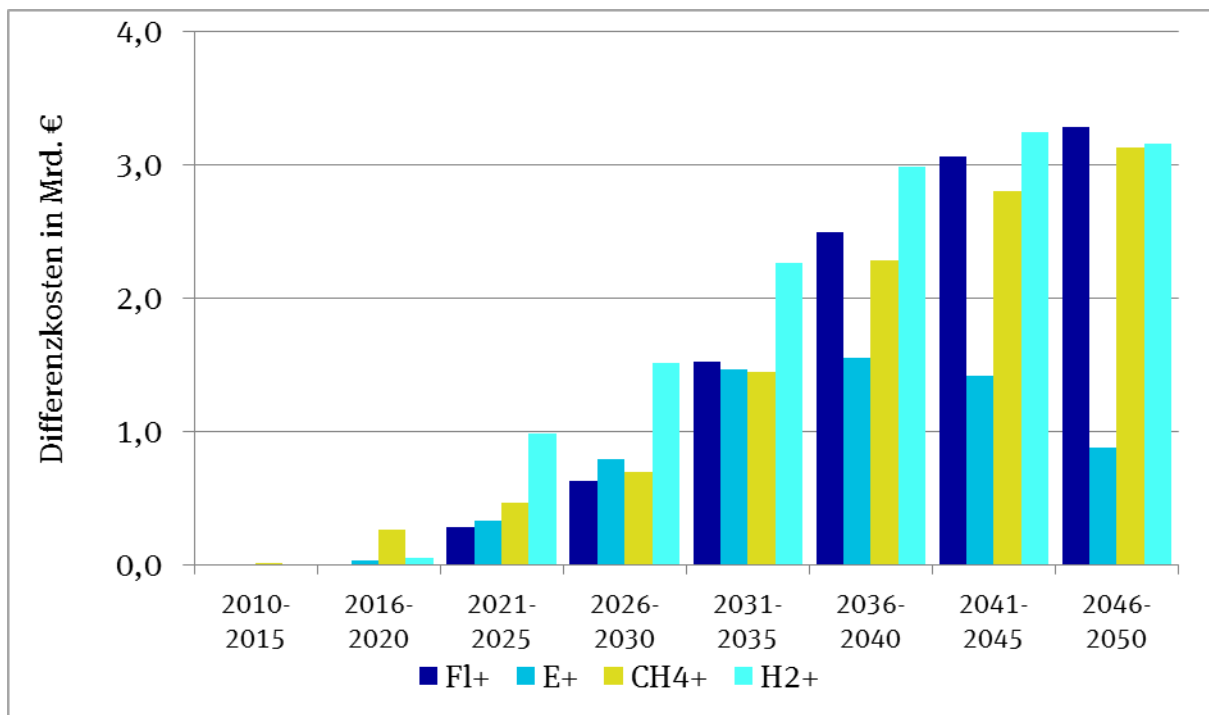


Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 3-6 zeigt wiederum den Verlauf der Gesamtkosten in Fünfjahresschritten für Linienbusse. Interessanterweise hat der elektrische Linienbus im Szenario E+ erst ab dem Fünfjahreszeitraum 2036 - 2040 erstmals ökonomische Vorteile. Geschuldet ist dieser späte Vorteil vor allem dem Aufbau der in dem Fall relativ kostenintensiven Ladeinfrastruktur. Auch ist wegen der hohen Fahrleistungen der Linienbusse in den Anfangsjahren der Elektromobilität ein Austausch der Batterie während der Nutzungsphase eines Linienbusses vorgesehen. Dies deutet darauf hin, dass ohne finanzielle Förderung der Umstieg auf Elektromobilität beim Linienbusbereich nicht geschehen wird, obwohl dies gemäß der Kostenbetrachtung die sinnvollste Variante für den Linienbus darstellt. Gerade weil sich ÖPNV für eine Elektrifizierung auch aufgrund der Wahrnehmbarkeit bei der Bevölkerung eignet, würde sich die Einführung eines Förderprogrammes besonders lohnen. Weiterhin zeigt die Abbildung 3-6 analog zum Straßenfernverkehr, dass der H<sub>2</sub>-Brennstoffzellenbus sich in den Anfangsjahren einen Kostenberg auftürmt, den er in den Folgejahren bis 2050 nicht mehr kompensieren kann. Wie bei der Betrachtung des Straßenfernverkehrs ist allerdings auch zu erkennen, dass im Jahr 2050 keine belastbaren Kostenunterschiede zwischen den Alternativen CH<sub>4</sub>+, H<sub>2</sub>+ und F1+ mehr zu erkennen sind.



Abbildung 3-6: Linienbusse: Differenzkosten im Vergleich zum Referenz-Szenario in Fünfjahres-schritten (positiv: Mehrkosten)

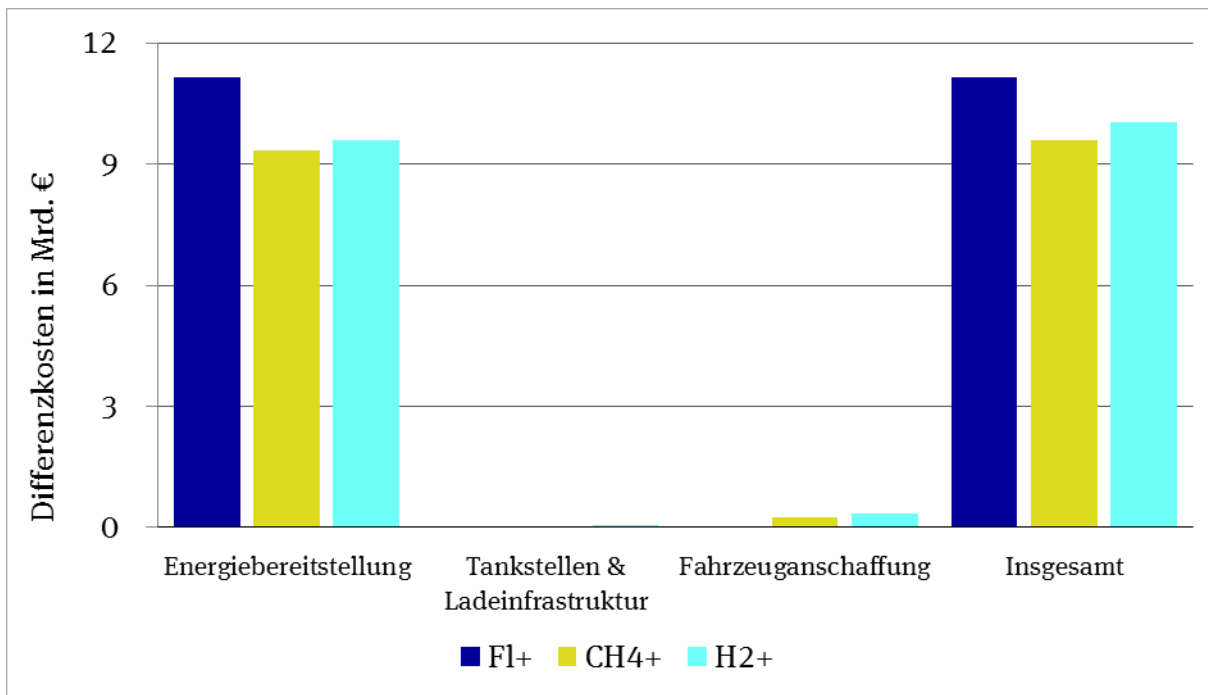


Quelle: Eigene Berechnungen

### 3.2.4 Schiffsverkehr

Für die Schifffahrt stellt auch langfristig die Elektrifizierung des Antriebsstranges keine Option dar. Aus diesem Grund ist in der Abbildung 3-7 das Szenario E+ für Binnenschiffe nicht dargestellt. Die Abbildung zeigt aber, dass für Binnenschiffe die drei übrigen Szenarien FI+, CH<sub>4</sub>+ und H<sub>2</sub>+ ähnliche Umstellungskosten im Zeitraum 2010 bis 2050 verursachen (Tabelle II-41 bis Tabelle II-43). Die Variante, dass für Binnenschiffe verflüssigtes PtG-CH<sub>4</sub> verwendet wird, schneidet in Bezug auf Gesamtkosten in Höhe von 9,6 Mrd. € am günstigsten ab. Das Szenario H<sub>2</sub>+ hat mit 10 Mrd. € leicht höhere Kosten (+0,4 Mrd. €). Der Umstieg auf PtL im Szenario FI+ wäre für Binnenschiffe der teuerste Weg. Für den Zeitraum 2010 bis 2050 würden sich volkswirtschaftliche Mehrkosten von 11,2 Mrd. € ergeben; gegenüber dem PtG-CH<sub>4</sub>-Szenario lägen die Kosten immerhin um 1,6 Mrd. € höher – und dies, obwohl keine Mehrkosten für neue Schiffe anfallen. Zu erklären sind die gezeigten Unterschiede zwischen den Szenarien durch die hohe Bedeutung der Energiekosten, da die Kostenunterschiede zwischen den Technologien und die Kosten der Anpassung für die Betankungsinfrastruktur (große Energiemengen an wenigen Betankungsorten) sehr gering sind. Dadurch ergibt sich die Kostendifferenz annähernd alleine aus dem Verhältnis der Effizienz der unterschiedlichen Antriebsenergien und den spezifischen Kosten der Energiebereitstellung. Bei diesem Vergleich schneidet die Kombination aus PtG-CH<sub>4</sub> und dem Verbrennungsmotor am günstigsten ab und führt zu dem gezeigten Kostenvorteil.

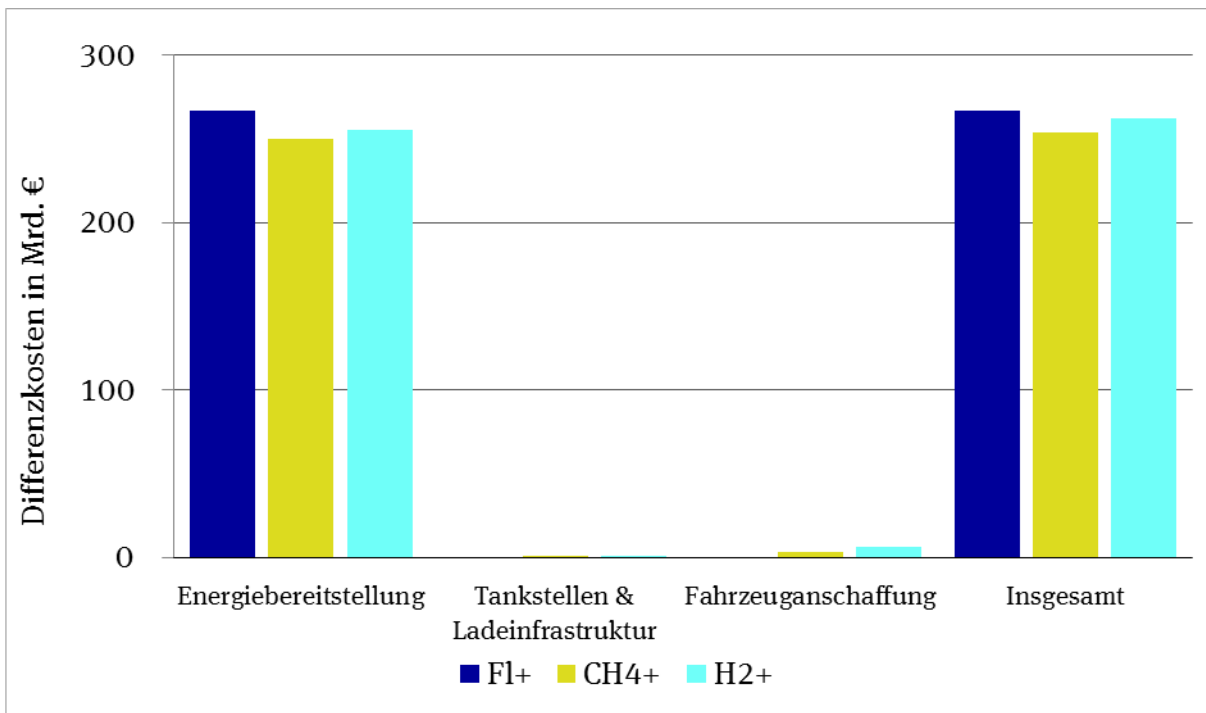
Abbildung 3-7: Binnenschifffahrt: Differenzkosten im Vergleich zum Referenz-Szenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehrkosten)



Quelle: Eigene Berechnungen

Bei den Seeschiffen zeigt die Auswertung, dass auch hier wie beim Binnenschiff das Szenario, das stromgeneriertes CH<sub>4</sub> schwerpunktmäßig einsetzt, die kostengünstigste Variante darstellt. Insgesamt würden bei der in dieser Studie verwendeten Abgrenzung für die Seeschifffahrt Umstellungskosten in Höhe von 253 Mrd. € für das Szenario CH<sub>4</sub>+ anfallen (Tabelle II-45). Damit würden die Umstellungskosten auf eine THG-neutrale Betriebsweise der Schiffe mehr Kosten verursachen als die günstigste Möglichkeit der Dekarbonisierung des Straßennahverkehrs (Szenario E+). Die Mehrkosten der Szenarien H<sub>2</sub>+ und F1+ gegenüber dem Szenario CH<sub>4</sub>+ betragen 9 bzw. 14 Mrd. € (Tabelle II-44 und Tabelle II-46). Auch wenn dem Straßennahverkehr im Jahr 2050 weiterhin der größte Endenergieverbrauch zugrunde liegt, macht sich darin der starke Anstieg der angenommenen Transportleistung im Seeverkehr und die geringer werdende Differenz der nachgefragten Energie zwischen dem Straßennah- und dem Schiffsverkehr bemerkbar. Zusätzlich ist im Schiffsverkehr die direkte Stromnutzung, die aufgrund der hohen Wirkungsgrade des Antriebs und der geringen spezifischen Energiebereitstellungskosten bei der Energieversorgung einen erheblichen Kostenvorteil besitzt, nicht nutzbar. Es wird also deutlich, dass im Seeverkehr wegen der fehlenden Möglichkeit der direkten Stromnutzung eine Begrenzung des Anstiegs der Warenströme mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer erheblichen Reduktion der Kosten im Klimaschutz beitragen kann.

Abbildung 3-8: Seeschifffahrt: Differenzkosten im Vergleich zum Referenz-Szenario für den Zeitraum 2010 bis 2050 (positiv: Mehrkosten)



Quelle: Eigene Berechnungen

### 3.2.5 Flugverkehr

Für den Flugverkehr wird angenommen, dass bis zum Jahr 2050 nur der Einsatz von PtL möglich ist, um die THG-Neutralität zu erreichen. Weitere Antriebsvarianten wurden wegen der fehlenden Umsetzungswahrscheinlichkeit (Abschnitt 2.1.2) nicht berücksichtigt. Diese Variante würde volkswirtschaftliche Gesamtkosten über den Zeitraum von 40 Jahren (von 2010 bis 2050) in Höhe von rund 200 Mrd. € verursachen (Tabelle II-47). Da es sich bei PtL um einen Drop-in-Kraftstoff handelt, ergeben sich die Mehrkosten allein durch die höheren Kosten bei der Energiebereitstellung im Vergleich zum Referenzszenario, bei dem weiterhin Kerosin eingesetzt wird. Die volkswirtschaftlichen Kosten sind gerade auch im Vergleich zu den Umstellungskosten in anderen Bereichen (z. B. Straßennah- oder -fernverkehr) erheblich.

Zurückzuführen ist dies neben den hohen spezifischen Kosten für PtL auch auf die große Energiemenge, die der Luftverkehr im Jahr 2050 gemäß den Szenarioannahmen konsumieren wird. Wie beim Seeschiffsverkehr wird mit einem erheblichen Anstieg der Verkehrsleistung gerechnet, der nicht durch Effizienzmaßnahmen im Betrieb und bei den Flugzeugen kompensiert werden kann. Da die energie- und kosteneffiziente Energieversorgungsoption der direkten Stromnutzung im Flugverkehr keine realistische technische Option ist, führt wie beim Seeschiffsverkehr kein Weg an der Senkung der Gesamtnachfrage vorbei (bzw. Absenkung der Wachstumsraten), wenn der Flugverkehr effizient THG-neutral gestalten werden soll.

---

## 4 Einordnung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Für den Vergleich verschiedener Energieversorgungsoptionen für den Verkehrssektor wurden in diesem Vorhaben Verkehrsszenarien, Szenarien für die Energieversorgungsinfrastruktur und Szenarien zur Energiebereitstellung hergeleitet und mit Kosten versehen. Als Rahmenbedingung für die Entwicklung des Verkehrssektors wird dabei die vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors im Jahr 2050 gesetzt. Auch die Treibhausgasemissionen sind unter den hier gemachten Annahmen im Zeitverlauf von 2010 bis 2050 annähernd gleich groß, so dass in allen Szenarien von den gleichen Rahmenbedingungen ausgegangen werden kann.

### 4.1 Einordnung der Ergebnisse und Einschränkungen in der Betrachtung

Für die Herleitung der spezifischen Kosten der Fahrzeuge und der Kraftstoffe wird in allen Szenarien von einer starken Kostendegression von heute ausgehend ausgegangen, d. h. dass im jeweiligen Szenario ein globaler Markt mit einer steigenden Nachfrage für die Fahrzeugtechnologien und die strombasierten Kraftstoffe angenommen wird. Anzumerken ist ebenfalls, dass die Annahmen für die Kostendegression bei den Fahrzeugtechnologien vor allem dann zu erreichen sind, wenn große Stückzahlen an Fahrzeugen der jeweiligen Antriebsoption produziert werden. Eine Marktdurchdringung alternativer Technologien in nur einem Segment mit einer geringen Stückzahl an Fahrzeugen (z. B. Straßenfernverkehr, Linienbusse) wird vermutlich nicht dazu führen, die angenommene Kostendegression bei den alternativen Antriebstechnologien zu erzielen. Auch ist angenommen, dass die Technologieentwicklung erhebliche Fortschritte macht und Fahrzeugkomponenten wie Fahrzeugbatterien und Brennstoffzellen eine technische Reife entwickeln, so dass sie ohne Probleme bei der Lebensdauer und ohne zusätzlichen Wartungsaufwand im Verkehrssektor eingesetzt werden können.

Bei der Herleitung der Szenarien werden die annähernde Vergleichbarkeit der Treibhausgasemissionen über den Zeitverlauf von 2010 bis 2050 und die Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 als Rahmenbedingung gesetzt. Weitere Externalitäten wie beispielsweise der Schadstoffausstoß durch den Verkehr, der vor allem in Metropolen zu erheblichen externen Kosten führt, sind nicht betrachtet und können zwischen den Szenarien variieren. Auch unterscheidet sich der Ressourcenbedarf in den verschiedenen Szenarien. Alternative Technologien benötigen zum Teil Rohstoffe (z. B. seltene Erden für die Elektromobilität und Platin für Brennstoffzellen), deren natürliche Vorkommen begrenzt sind und für die bisher keine oder nur unterentwickelte Recycling-Kreisläufe bestehen. Diese in dem Vorhaben nicht betrachteten Externalitäten müssen in einer umfassenden Bewertung der Energieversorgungsoptionen mit berücksichtigt werden und können einen erheblichen Einfluss auf die Strategiefindung besitzen.

Eine weitere Betrachtungsebene, die in der Herleitung der Szenarien vorausgesetzt ist, aber nicht explizit betrachtet wird, ist die Einbindung des deutschen Verkehrssystems in die internationale Entwicklung. Wie bereits angesprochen, basieren die angenommenen Kostendegressionen auf einer globalen Entwicklung der alternativen Fahrzeug- und Kraftstofftechnologien. Zudem besitzt Deutschland kein isoliertes Verkehrssystem, in dem unabhängig von den umliegenden Ländern ein eigenes System zur Energieversorgung des Verkehrs aufgebaut werden kann. Gerade bei den internationalen Verkehren im Straßenfernverkehr und in der Binnenschifffahrt ist eine europäische Integration in eine gemeinsame europäische Strategie notwendig. Bei den globalen Verkehren wie in der Seeschifffahrt oder dem Luftverkehr ist die Strategieentwicklung für die Energieversorgung des Verkehrs eine globale Angelegenheit.

Es wird also deutlich, dass die hergeleiteten Szenarien sich auf Deutschland beschränken und sich der Kostenvergleich ebenfalls nur auf Deutschland bezieht. Die die Entwicklung des Verkehrssektors in Deutschland kann durch Entwicklungen auf anderen Entscheidungsebenen (z. B. EU, Fahrzeug-

---

markt in anderen Märkten wie USA und China) stark beeinflusst werden. Da sich die Möglichkeiten der Kosten- und Effizienzreduktion in anderen Regionen der Welt nicht wesentlich von den in diesem Vorhaben Genannten unterscheiden dürften, ist aus einer Kostensicht ein ähnliches Ergebnis auch für andere Regionen der Welt zu erwarten. Eine Schwerpunktsetzung auf andere Externalitäten wie beispielsweise die Luftverschmutzung in großen Metropolräumen in China kann dabei allerdings zu anderen Empfehlungen oder Schwerpunktsetzungen in der Entwicklung des Verkehrssektors führen.

## 4.2 Schlussfolgerungen der Kostenbetrachtung

Aus den Gesamtkostenrechnungen in Kapitel 3 wird deutlich, dass bei der Transformation zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung des Verkehrs die Mehrkosten im Vergleich zu einem System, in dem fossile Energieträger zum Einsatz kommen, vor allem im Bereich der Energieträgerproduktion und bei der Fahrzeugherstellung liegen. Für eine Anpassung der Infrastruktur zur Energieversorgung der Fahrzeuge ist mit wesentlich geringeren Kosten zu rechnen. Diese sind bei einigen Anwendungen aus volkswirtschaftlicher Sicht annähernd vernachlässigbar. Trotz dieser Feststellung sind der Ausbau und die Unterstützung der Energieversorgungsinfrastruktur für alternative Antriebsoptionen ein relevanter Baustein der Transformation, da die betriebswirtschaftliche Kostenrechnung der Infrastrukturbetreiber bei einer Marktdurchdringung mit wenigen Fahrzeugen keinen Aufbau alternativer Antriebsoptionen zulassen wird oder hohe Kosten für die Erstnutzer mit sich bringt.

Verständlich ist auch, dass die Energiekosten eine bedeutendere Rolle in der Kostenbetrachtung erhalten, wenn die Fahrzeuge bzw. die Schiffe einen hohen Nutzungsgrad besitzen und hohe Kilometerleistungen zurücklegen. Außer im Straßennahverkehr, der sich durch im Vergleich geringe Jahresfahrleistungen auszeichnet, gewinnen dadurch eine möglichst hohe Effizienz und geringe spezifische Kosten der eingesetzten Energieträger an Bedeutung in der Kostenbetrachtung, um die Energiekosten möglichst gering zu halten.

Die Gesamtkostenrechnung zeigt auch, dass es wichtig ist, nicht nur den Zeitpunkt am Ende der Transformation des Verkehrssektors (in diesem Vorhaben das Jahr 2050) zu betrachten, sondern auch den Zeit- und Kostenverlauf während des Transformationsprozesses zu berücksichtigen. Es zeigt sich, dass alle Energieversorgungsoptionen bereits frühzeitig mit höheren Kosten als das Referenzszenario ohne treibhausgasneutrale Energieträger verbunden sind und damit ohne regulativ oder marktunterstützende Rahmenbedingungen nicht den Markteintritt und -durchbruch schaffen werden. Am Beispiel des Straßennahverkehrs zeigt sich auch, dass die mit den geringsten Gesamtkosten für den Zeitraum von 2010 bis 2050 verbundene Option – die möglichst weitgehende Elektrifizierung des Fahrzeugbestands mit den höchsten Kosten zu Beginn des Betrachtungszeitraums verbunden ist. Das Einführungshemmnis ist damit höher als bei den übrigen Optionen, so dass für die langfristig kostengünstigste Lösung gegebenenfalls kurzfristig mehr Geld investiert werden muss als bei den übrigen THG-Vermeidungsstrategien.

Die hohen Einführungskosten der alternativen Fahrzeugtechnologien und Kraftstoffe verleiten auch dazu, eine nach hinten verschobene Markteinführung anzustreben, um das Ziel der Treibhausneutralität im Jahr 2050 kostengünstiger zu erreichen. Eine solche Strategie erscheint allerdings nicht vielversprechend, da sich in dem Fall auch die angenommenen Kostendegressionen auf einen späteren Zeitpunkt verlagern könnten, auch wenn eine Nachfrage unter anderem auch im Ausland oder anderen Sektoren ebenfalls zu einer Kostendegression führen kann. Zudem erhöhen sich für den Zeitraum der Verschiebung der Markteinführung auch die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor und die daraus durch den Verkehr resultierenden externen Kosten.

Festzuhalten ist ebenfalls, dass der Transformationsprozess der Energieversorgung des Verkehrssektors in internationaler Abstimmung geschehen sollte, da eine isolierte Strategie mit hohen Risiken

---

verbunden ist. Die angenommen Kostendegressionen sind nur bei einer globalen Marktdurchdringung der jeweiligen Technologien zu erreichen. Eine isolierte Strategie ohne die Entstehung eines globalen Markts wäre somit mit dem Risiko von irreversiblen Kosten (sunk costs) verbunden.

#### 4.2.1 Vergleich der Energieversorgungsoptionen

Aus der Gesamtkostenrechnung in Kapitel 3 wird offensichtlich, dass nach der volkswirtschaftlichen Kostenrechnung die direkte Nutzung von Strom, wenn es technisch möglich ist und es realistische Umsetzungskonzepte in der Anwendung gibt, die bevorzugte Energieversorgungsstrategie für einen treibhausgasneutralen Verkehrssektor ist. Dies ergibt sich vor allem daraus, dass der elektromotorische Antrieb selbst bei starken Effizienzsteigerungen der übrigen Antriebskonzepte einen erheblichen Wirkungsgradvorteil besitzt. Dieser Vorteil bleibt auch bestehen, wenn die höheren spezifischen Kosten der Stromnutzung gegenüber der Nutzung von PtG- und PtL-Kraftstoffen berücksichtigt werden. Je zurückgelegten Kilometer ist die Stromnutzung daher die kostengünstigste Energieversorgungsoption im Verkehrssektor. Da auch die Kosten der Fahrzeuganschaffung langfristig in einer vergleichbaren Größenordnung liegen und teilweise sogar günstiger als andere Antriebsoptionen sind, ergibt sich daraus auch keine veränderte Präferenz zwischen den Energieversorgungsoptionen. Die ebenfalls betrachteten Kosten für die Tank- und Ladeinfrastruktur sind im Vergleich zur Fahrzeugherstellung und der Energieversorgung gering, so dass diese eine untergeordnete Rolle in der Bewertung der verschiedenen Energieversorgungsoptionen spielen.

#### Straßenverkehr

Für die Nutzung von Strom im Verkehrssektor gibt es vor allem im Straßenverkehr Anwendungskonzepte. Im Bereich des Nahverkehrs sind dies batterieelektrische Fahrzeuge. Im Bereich des Fernverkehrs kommen dagegen oberleitungsgebundene Systeme in Frage. Aus Sicht der Nutzer und des Verkehrssystems bringt der Einsatz von Strom die größten Veränderungen mit sich. Bei batterieelektrischen Fahrzeugen fällt die Reichweite der Fahrzeuge geringer aus; auch ist die Aufladung der Batterien im Allgemeinen mit größeren Zeitdauern verbunden und für die Stabilität der Stromnetze müssen die Nutzer der Fahrzeuge die Beladung der Batterien teilweise nach der Netzstabilität ausrichten. Bei oberleitungsgebundenen Systemen im Güterfernverkehr und bei Reisebussen ist die Systemeinführung mit großen Hindernissen verbunden, da diese Fahrzeuge international zum Einsatz kommen und der Aufbau eines solchen Systems zumindest in eine europäische Gesamtstrategie integriert werden müsste. Dabei ist es nicht unwahrscheinlich, dass die Dichte an Nutzern in vielen Bereichen geringer ist. Da die Mehrkosten durch die Infrastruktur jedoch nicht zu stark ins Gewicht fallen, ist dieser Punkt weniger kritisch.

Aus diesen Gründen stellt sich die Frage, inwieweit eine breite Akzeptanz der Nutzer – auch vor dem Hintergrund der bei der Markteinführung höheren Fahrzeugkosten – sein wird. Eine Markteinführung und eine breite Akzeptanz sind daher nur zu erwarten, wenn die Transformation durch politische nationale und europäische Regulierung und Fördermaßnahmen frühzeitig unterstützt wird. Durch die starke Reduktion der Luftschadstofffreisetzung ergibt sich bei der Stromnutzung gerade im urbanen Straßenverkehr ein zusätzlicher Nutzen, der im Bereich der Linienbusse, aber auch im Straßenverkehr die Markteinführung der elektrischen Antriebe beflügeln kann.

Vergleicht man im Straßenverkehr die weiteren Energieversorgungsoptionen, zeigt sich, dass die Energieversorgung mit PtG-CH<sub>4</sub> und PtL bei allen Anwendungen ähnliche Kosten mit sich bringt. PtG-H<sub>2</sub> erscheint nur bei Anwendungen mit hohen Fahrleistungen (Straßenfernverkehr und Linienbusse) langfristig eine Option für einen treibhausgasneutralen Verkehr zu sein. Da die hinterlegten Kostendegressionen von Brennstoffzellen nur zu erreichen sind, wenn auch im Pkw-Bereich eine Marktdurchdringung von FCEV stattfindet, erscheint die H<sub>2</sub>-Versorgung des Straßenverkehrs die teu-



---

erste und ungünstigste der untersuchten Optionen zu sein. Die Kostenunterschiede zwischen den Szenarien von PtG-CH<sub>4</sub> und PtL sind bei allen Straßenanwendungen so gering, dass Variationen bei den Fahrzeugtechnologien oder andere Energiekosten für eine Veränderung der Ergebnisse sorgen.

Die Nutzung von PtL wäre im Straßenverkehr mit dem Vorteil verbunden, das bestehende System nur bei der Energiebereitstellung anzupassen und außer der hinterlegten Effizienzsteigerung keine weiteren Systemanpassungen durchführen zu müssen. Bei der Umstellung auf ein Verkehrssystem auf Basis von CH<sub>4</sub> müsste auch die Energieversorgungsinfrastruktur angepasst werden mit dem genannten Problem des betriebswirtschaftlich wenig rentablen Betriebs von Gastankstellen während der Einführungsphase.

### Schiffsverkehr

Im Schiffsverkehr dominieren beim Vergleich der Kosten zu einem fossilen Energieversorgungssystem die Energiekosten. Die infrastrukturellen Anpassungen und die Anpassungen bei den Schiffen spielen wegen der geringen Anzahl der Betankungsvorgänge und -orte und den technologisch geringen Anpassungen bei den Schiffen annähernd keine Rolle im Kostenvergleich. Rein aus Kostensicht ist die Nutzung von PtG-CH<sub>4</sub> die günstigste Energieversorgungsoption. Dies erklärt sich dadurch, dass durch den größeren Platzbedarf der Tanks und dem geringeren Wirkungsgrad der Verbrennungsmotoren bei der Nutzung von CH<sub>4</sub> zwar ein höherer Endenergiebedarf anfällt, die niedrigeren spezifischen Kosten von PtG-CH<sub>4</sub> aber den zusätzlichen Endenergiebedarf überkompensieren und somit für die geringsten Energiekosten im Vergleich sorgen. Die Nutzung von PtG-H<sub>2</sub> ist auch in der Seeschifffahrt die ungünstigste Energieversorgungsoption, da sowohl der spezifische Endenergieverbrauch als auch die spezifischen Kosten des kryogenen PtG-H<sub>2</sub> im Vergleich der Optionen am höchsten sind. Die Kosten für die H<sub>2</sub>-Tanks auf Schiffen sind im Vergleich zu den anderen Optionen am ungünstigsten.

Im Seeschiffsverkehr zeigt sich bereits heute ein Trend zur Nutzung von LNG. Dies ist mit den geringen Kosten des Erdgases zu erklären; zusätzlich werden aber derzeit in Küstennähe weltweit Emissionsschutzzonen eingerichtet. Für die Einhaltung der dort gesetzten Grenzwerte ist die Nutzung von Erdgas eine potenzielle Option, so dass ein Trend zur Nutzung von CH<sub>4</sub> in allen Szenarien hinterlegt ist. Für eine stärkere Durchdringung von CH<sub>4</sub> als der dominierende Energieträger im Schiffsverkehr müsste sich der Kraftstoff global durchsetzen, was als eine realistische Entwicklung angenommen werden kann. Die Nutzung von PtG-CH<sub>4</sub> als langfristig kostengünstigste Option einer treibhausgasneutralen Energieversorgung im Schiffsverkehr wird also als wahrscheinlich eingeschätzt.

Die Mehrkosten für die Dekarbonisierung des Schiffverkehrs sind in den Szenarien höher als im Straßennahverkehr. Dies ist mit dem Ansteigen der Transportleistung, insbesondere in der internationalen Seeschifffahrt, und der fehlenden kostengünstigen Option der direkten Stromnutzung zurückzuführen. Maßnahmen, die einen solch starken Anstieg der Transportleistung wie in den Szenarien verhindern, sind daher unabdingbar, um die Kosten einer vollständigen Dekarbonisierung des Schiffverkehrs zu verringern.

### Flugverkehr

Im Flugverkehr gibt es aus technischer Sicht keine Alternative zum Einsatz von Flüssigkraftstoffen. PtL bietet dabei die Möglichkeit der THG-Neutralität als Drop-In Kraftstoff. Die dadurch entstehenden Mehrkosten sind wie in der Schifffahrt als hoch einzuschätzen, da die direkte Stromnutzung nicht eingesetzt werden kann. Auch im Flugverkehr sind daher Maßnahmen notwendig, die den Anstieg der Verkehrsleistung beschränken. Mit dem vollständigen Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe wird zwar THG-Neutralität erreicht, die klimawirksamen Nicht-CO<sub>2</sub>-Effekte in den höheren Luftschichten, die



---

über den THG-Effekt von CO<sub>2</sub> hinausgehen, werden aber nicht gemindert. Deshalb gilt im Flugverkehr umso stärker das Gebot Verkehr zu vermeiden, zu verlagern und die Flugzeuge besonders effizient auszulegen.

## Schienenverkehr

Für den Schienenverkehr wurde keine Kostenrechnung durchgeführt, da in Deutschland bereits heute ein Großteil der Fahrleistung über Strom als Antriebsenergie gewährleistet ist. Eine weitere Erhöhung des Stromanteils an der Verkehrsleistung ist realistisch und die Stromnutzung wird als hauptsächliche Energieversorgungsoption im Schienenverkehr gesehen. Aufgrund des geringen Anteils der Flüssigkraftstoffe an der Endenergienachfrage ist wegen der geringen Stückzahlen nicht von einer Umstellung auf andere Energieträger auszugehen.

### 4.3 Abschließendes Fazit

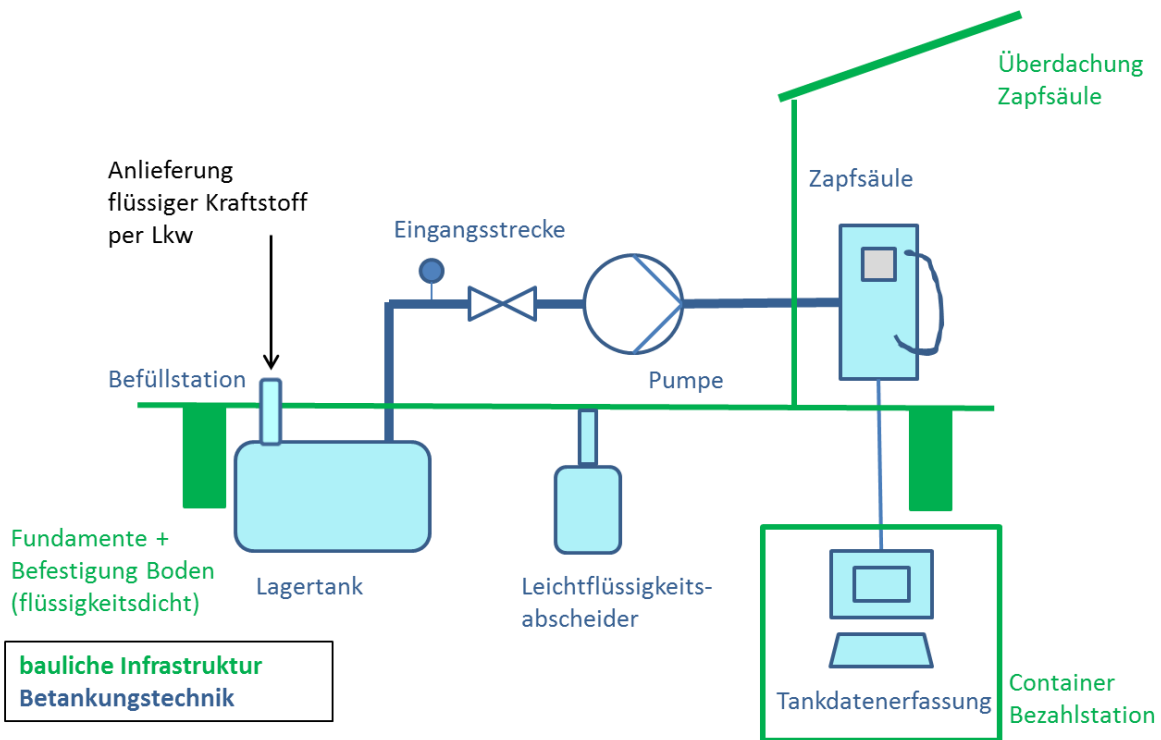
In der Betrachtung der Energieversorgungsoptionen für die einzelnen Anwendungen des Verkehrssektors wird deutlich, dass Strom als Energieversorgungsoption in einem treibhausgasneutralen Verkehrssystem eine zentrale Rolle einnimmt. Für Teilsektoren, in denen die Stromnutzung keine technische Option ist, scheint der Einsatz von PtG-CH<sub>4</sub> und PtL die wahrscheinlichere und volkswirtschaftlich vorteilhaftere treibhausgasneutrale Energieversorgungsoption zu sein als PtG-H<sub>2</sub>. Beide Varianten haben dabei unterschiedliche Vor- und Nachteile und fordern einen unterschiedlichen Aufwand bei Anpassung an eine alternative Energieversorgung. Offensichtlich ist allerdings, dass Flüssigkraftstoffe und damit PtL bei einer Dekarbonisierung des Verkehrs bis zum Jahr 2050 eine relevante Stellung im Verkehrssektor behalten werden. Dies beruht darauf, dass für einige Anwendungen im Verkehrssektor keine technischen Alternativen bestehen (z. B. Flugverkehr, Plug-In-Hybridfahrzeuge) und der Transformationsprozess zu anderen Energieträgern wegen der langen Lebensdauer der Verkehrsträger (z. B. in der Seeschifffahrt) nicht abgeschlossen sein wird.

Die Gesamtkostenrechnung zeigt zudem auch, dass eine Dekarbonisierung des Verkehrs in allen untersuchten Varianten zu Mehrkosten im Vergleich zur Energieversorgung mit fossilen Kraftstoffen führt. Dies ist offensichtlich, da sowohl neue Antriebskonzepte als auch alternative Kraftstoffe höhere Kosten besitzen. Vermutlich kostengünstige Optionen der Treibhausgasvermeidung wie Verkehrsverlagerungs- und Verkehrsvermeidungsstrategien wurden für den Vergleich der Energieversorgungsoptionen nicht berücksichtigt und könnten die im Verkehrssektor aufzubringenden Kosten für eine Dekarbonisierung voraussichtlich deutlich verringern. Solche Aspekte werden unter anderem in einem zeitlich zum Teil parallel laufenden Vorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes vertieft untersucht<sup>16</sup>. Im Vergleich zu einer Energieversorgung des Verkehrssektors mit fossilen Kraftstoffen verringert sich in den treibhausgasneutralen Energieversorgungsszenarien aber auch der Ausstoß von Treibhausgasemissionen und von Luftschadstoffen. Die gezeigten Mehrkosten für die Dekarbonisierung müssen also in diesem Kontext betrachtet werden, da in anderen Bereichen gesellschaftliche Kosten durch die Abschwächung der Klimaerwärmung und der Folgeeffekte von Luftschadstoffen vermieden werden.

<sup>16</sup> „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs im Kontext des Energiekonzeptes der Bundesregierung bis 2050“ (FKZ: 371245100).

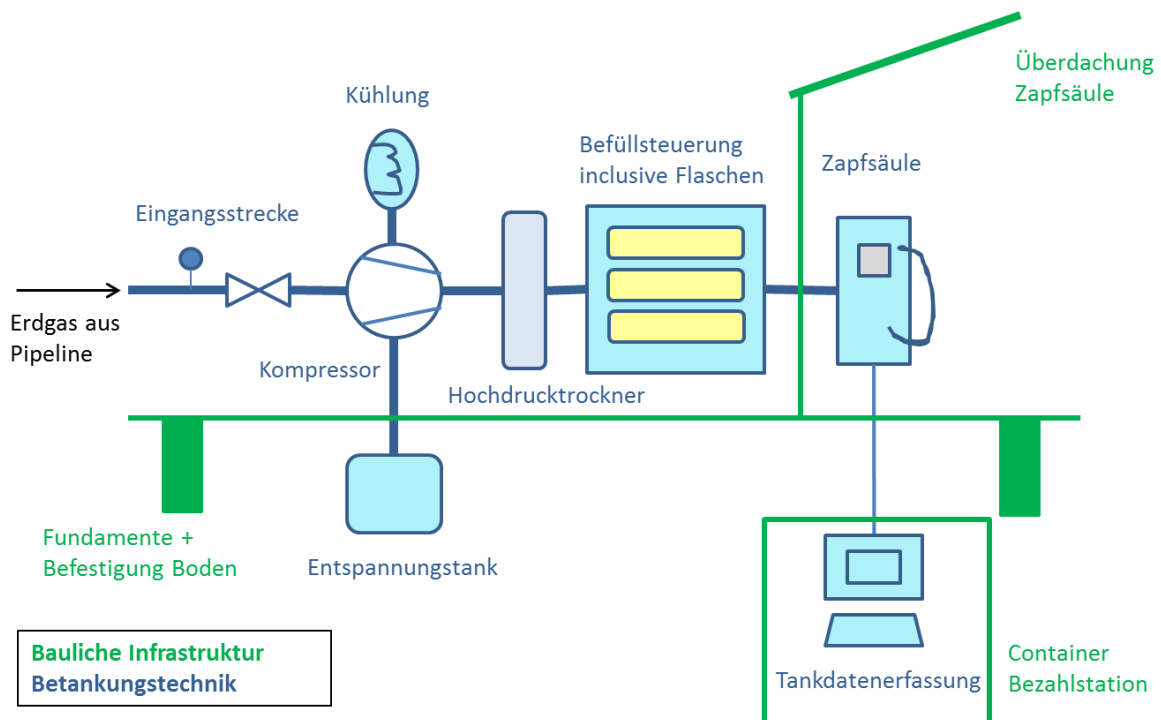
# I. Abbildungsanhang

Abbildung I-1: Aufbau (schematisch) einer Flüssigkraftstofftankstelle



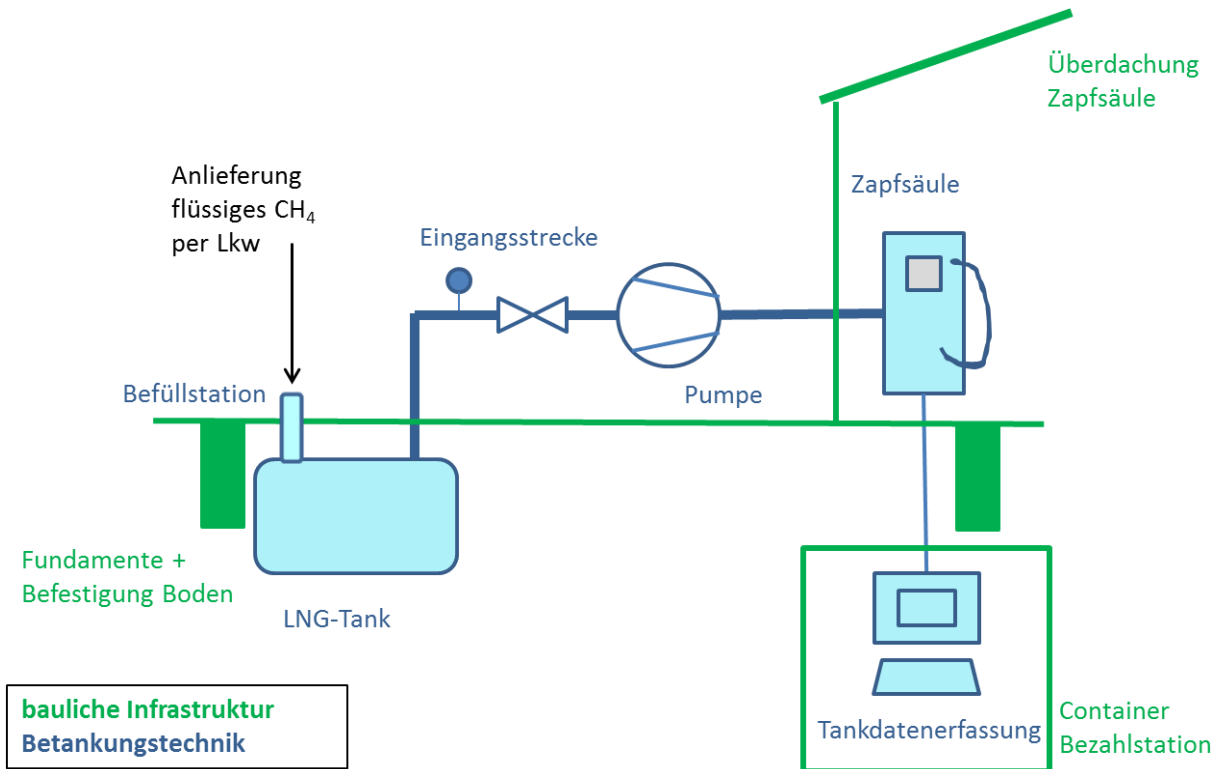
Quelle: Eigene Zeichnung

Abbildung I-2: Aufbau (schematisch) einer CH<sub>4</sub>-Tankstelle (gasförmige Betankung)



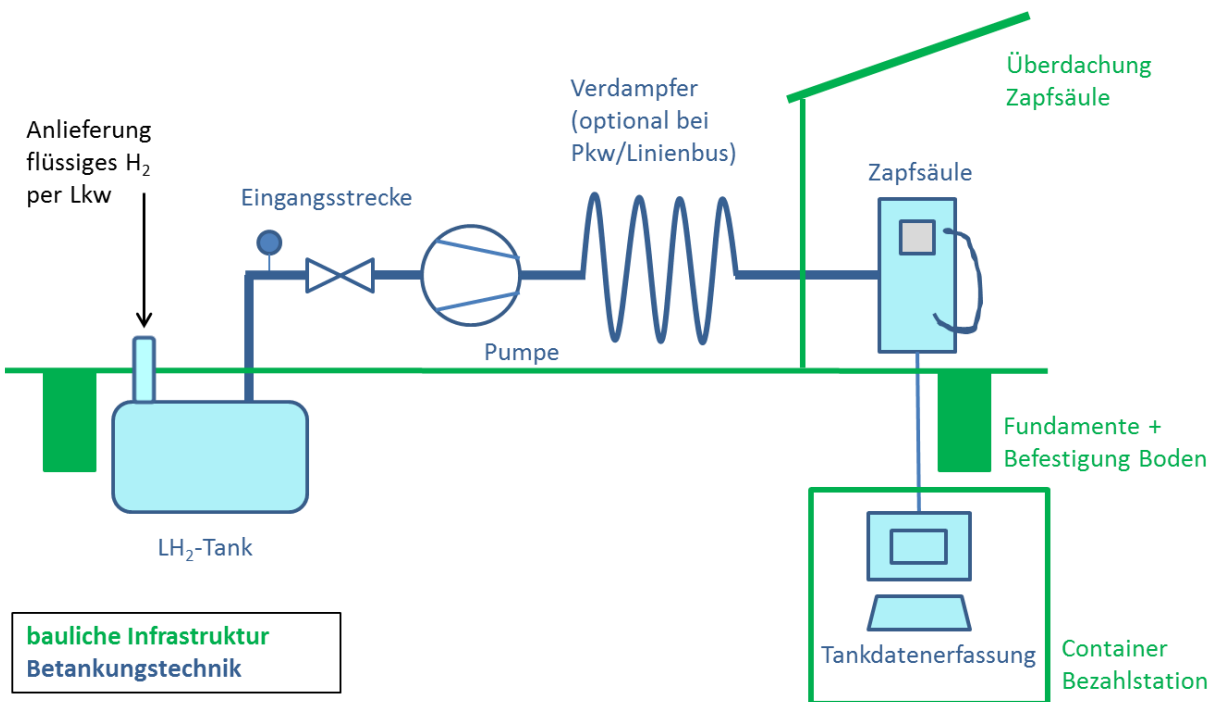
Quelle: Eigene Zeichnung

Abbildung I-3: Aufbau (schematisch) einer CH<sub>4</sub>-Tankstelle (flüssige Betankung)



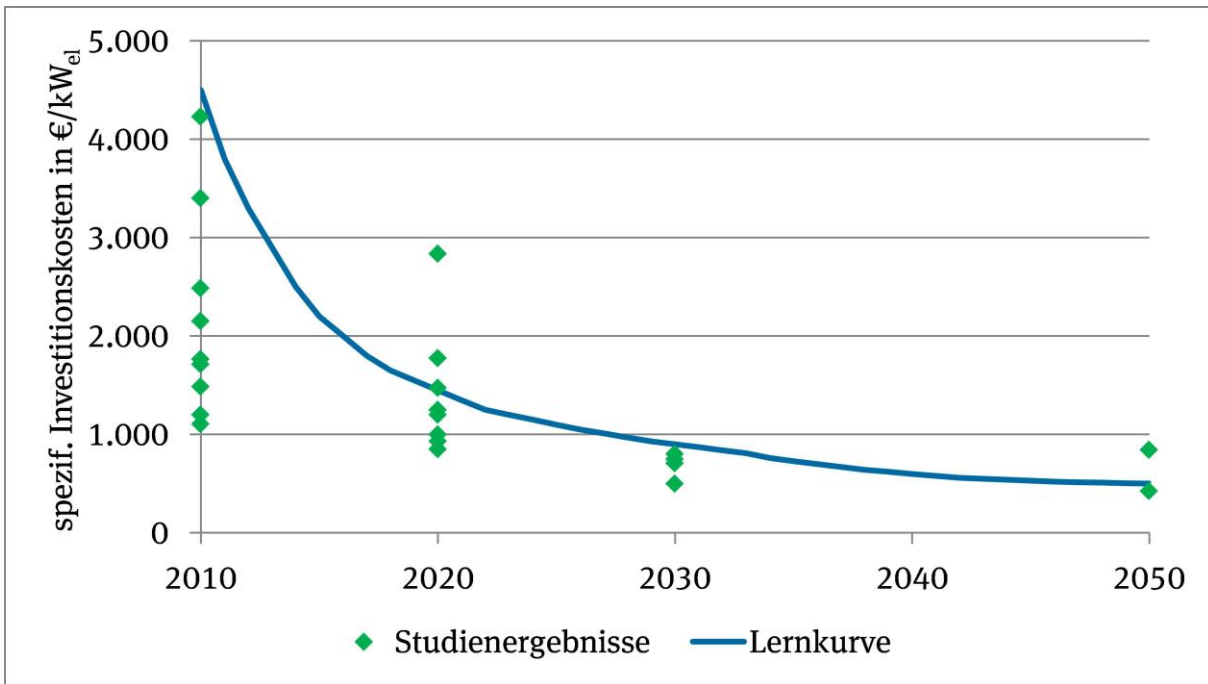
Quelle: Eigene Zeichnung

Abbildung I-4: Aufbau (schematisch) einer H<sub>2</sub>-Tankstelle (gasförmige und flüssige) Betankung



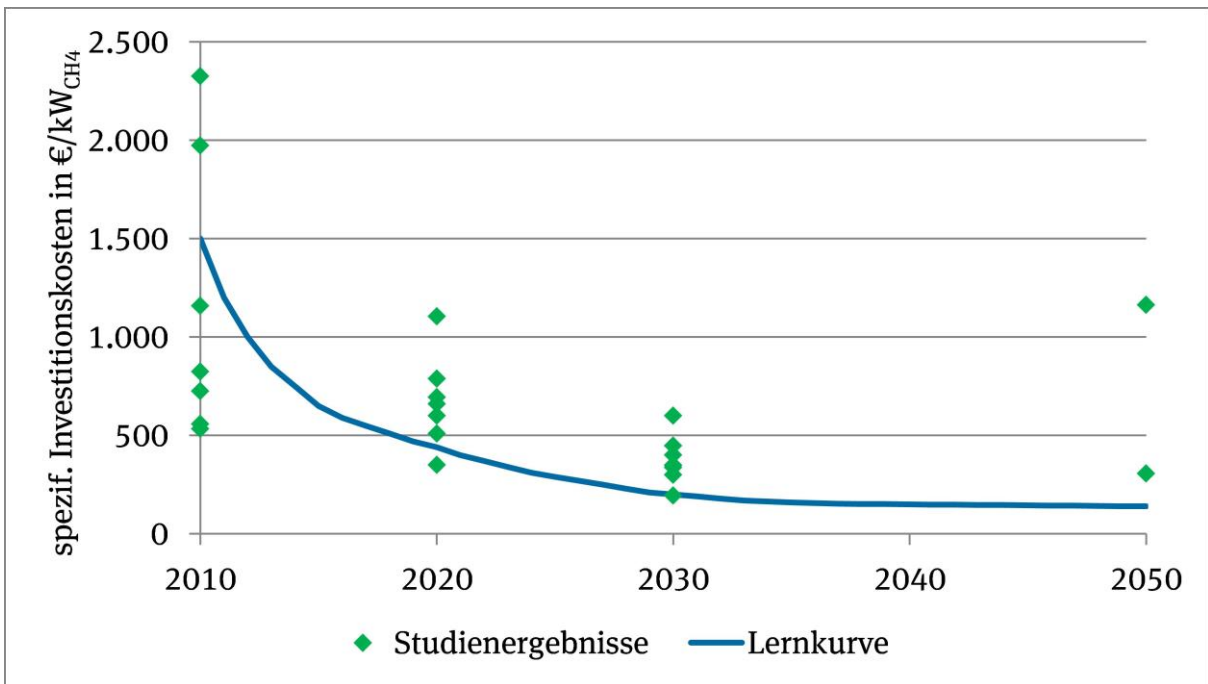
Quelle: Eigene Zeichnung

Abbildung I-5: Ableitung der spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseuren – Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von (Albrecht et al. 2013; Müller-Syring et al. 2013; Nitsch et al. 2012; Smolinka et al. 2010; Wilken et al. 2014; Zdrallek et al. 2014)

Abbildung I-6: Ableitung der spezifischen Investitionskosten von Methanisierungsanlagen – Entwicklung von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von (Albrecht et al. 2013; Graf et al. 2014; Hermann et al. 2014; Müller-Syring et al. 2013; Smolinka et al. 2010; Wilken et al. 2014; Zdrallek et al. 2014)

## II. Tabellenanhang

Der Anhang dieser Studie dient vor allem dazu, Annahmen und Ergebnisse der Arbeiten transparent zu machen, die der Übersicht wegen nicht im Hauptteil des Berichts mit aufgeführt sind. Daher werden im Folgenden Abbildungen und Tabellen zumeist ohne Zwischenkommentar aufgeführt.

Tabelle II-1: Verkehrsleistung im Personenverkehr in Mrd. Pkm – Entwicklung 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
Straßennahverkehr	902	947	992	986	980
Straßenfernverkehr	23	25	28	27	26
Linienbus	39	38	37	36	35
Schiene	100	109	118	116	114
Flug	193	269	345	382	419

Tabelle II-2: Verkehrsleistung im Güterverkehr (ohne Seeschiffverkehr) in Mrd. Tkm – Entwicklung 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
Straßennahverkehr	35	42	49	51	53
Straßenfernverkehr	402	481	559	586	614
Binnenschiff	62	69	77	77	78
Schiene	108	131	154	159	165
Flug	11	14	18	22	24

Tabelle II-3: Neuzulassungsstruktur für Pkw – Entwicklung 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Szenario Fl+</b>					
ICEV-D/B	100 %	93 %	71 %	50 %	50 %
PHEV	0 %	7 %	26 %	44 %	41 %
BEV 150	0 %	0 %	2 %	6 %	9 %
BEV 300	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
FCEV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario E+</b>					
ICEV-D/B	100 %	92 %	42 %	0 %	0 %
PHEV	0 %	6 %	51 %	37 %	25 %
BEV 150	0 %	2 %	4 %	33 %	40 %
BEV 300	0 %	0 %	4 %	31 %	35 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
FCEV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>					
ICEV-D/B	100 %	79 %	35 %	0 %	0 %
PHEV	0 %	7 %	25 %	44 %	41 %
BEV 150	0 %	0 %	2 %	6 %	9 %
BEV 300	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	14 %	38 %	50 %	50 %
FCEV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>					
ICEV-D/B	100 %	90 %	38 %	0 %	0 %
PHEV	0 %	7 %	25 %	44 %	41 %
BEV 150	0 %	0 %	2 %	6 %	9 %
BEV 300	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
FCEV	0 %	3 %	34 %	50 %	50 %

Tabelle II-4: Neuzulassungsstruktur für Fern-Lkw – Entwicklung 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Szenario Fl+</b>					
ICEV-D	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
OC-GIV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
FCEV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario E+</b>					
ICEV-D	100 %	100 %	90 %	20 %	10 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
OC-GIV	0 %	0 %	10 %	80 %	90 %
FCEV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>					
ICEV-D	100 %	71 %	24 %	0 %	0 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	29 %	76 %	100 %	100 %
OC-GIV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
FCEV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>					
ICEV-D	100 %	94 %	31 %	0 %	0 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
OC-GIV	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
FCEV	0 %	6 %	69 %	100 %	100 %



Tabelle II-5: Anteile an Verkehrsleistung in der Seeschifffahrt – Entwicklung von 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Szenario Fl+/E+</b>					
ICEV-MFO	100 %	98 %	92 %	86 %	80 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	2 %	8 %	14 %	20 %
ICEV-H <sub>2</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>					
ICEV-MFO	100 %	95 %	76 %	58 %	40 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	5 %	24 %	42 %	60 %
ICEV-H <sub>2</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>					
ICEV-MFO	100 %	98 %	90 %	65 %	40 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	2 %	8 %	9 %	10 %
ICEV-H <sub>2</sub>	0 %	0 %	2 %	26 %	50 %

Tabelle II-6: Anteile an Verkehrsleistung in der Binnenschifffahrt – Entwicklung von 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Szenario Fl+/E+</b>					
ICEV-MFO	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
ICEV- H <sub>2</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>					
ICEV-MFO	100 %	98 %	82 %	66 %	50 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	2 %	18 %	34 %	50 %
ICEV-H <sub>2</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>					
ICEV-MFO	100 %	100 %	98 %	82 %	66 %
ICEV-CH <sub>4</sub>	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
ICEV-H <sub>2</sub>	0 %	0 %	2 %	18 %	34 %

Tabelle II-7: Eigenschaften neu zugelassener Pkw-mittel – Entwicklung von 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Herstellungskosten in €</b>					
ICEV-B	13.959	14.478	14.952	17.697	18.803
ICEV-D	15.239	15.387	15.728	17.576	18.721
PHEV	23.621	19.755	18.627	20.680	21.243
REEV	28.126	22.097	20.345	21.604	21.775
BEV 150	30.132	22.059	19.821	19.325	18.789
BEV 300	40.678	27.360	22.957	21.380	19.999
ICEV-CH <sub>4</sub>	16.334	16.730	17.087	19.719	20.719
ICEV-H <sub>2</sub>	97.888	32.925	26.666	25.974	24.968
<b>Energieverbrauch in MJ/km</b>					
ICEV-B	2,57	1,84	1,50	1,13	1,08
ICEV-D	2,35	1,80	1,48	1,17	1,08
PHEV	2,37 / 0,80	1,71 / 0,68	1,59 / 0,64	1,13 / 0,56	1,07 / 0,52
REEV	2,78 / 0,80	2,00 / 0,67	1,90 / 0,63	1,41 / 0,55	1,33 / 0,51
BEV 150	0,80	0,67	0,62	0,54	0,50
BEV 300	0,89	0,73	0,63	0,55	0,51
ICEV-CH <sub>4</sub>	2,57	1,84	1,50	1,13	1,08
ICEV-H <sub>2</sub>	1,43	1,19	1,13	0,92	0,80

Tabelle II-8: Eigenschaften neu zugelassener Fern-Lkw - Entwicklung von 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Herstellungskosten in €</b>					
ICEV-D	72.857	74.113	88.075	85.376	82.945
OC-GIV	122.204	111.195	107.677	104.680	101.955
ICEV- CH <sub>4</sub>	100.786	100.518	111.169	107.339	103.785
FCEV	497.866	418.256	179.534	149.590	137.097
<b>Energieverbrauch in MJ/km</b>					
ICEV-D	10,82	9,00	7,58	7,55	7,52
OC-GIV	10,07 / 5,43	8,47 / 4,89	7,67 / 4,67	7,61 / 4,63	7,54 / 4,59
ICEV- CH <sub>4</sub>	11,90	10,09	8,99	8,95	8,92
FCEV	9,17	7,67	7,11	6,62	6,15

Tabelle II-9: Eigenschaften neu zugelassener Linienbusse - Entwicklung von 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Herstellungskosten in €</b>					
ICEV-D	178.571	180.038	186.906	185.121	186.964
BEV	382.955	280.369	253.934	233.361	213.774
ICEV- CH <sub>4</sub>	206.176	206.051	211.633	208.615	205.797
FCEV	403.390	357.314	235.833	219.930	212.881
<b>Energieverbrauch in MJ/km</b>					
ICEV-D	14,69	12,58	9,97	9,31	8,71
BEV	5,83	5,32	4,97	4,91	4,86
ICEV- CH <sub>4</sub>	16,16	14,19	11,24	10,50	10,46
FCEV	10,60	9,61	9,30	8,67	8,05

Tabelle II-10: Endenergiebedarf im Verkehrssektor nach Kraftstoffen in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050

	fossil-flüssig	fossil-CH <sub>4</sub>	fossil-H <sub>2</sub>	PtL	PtG-CH <sub>4</sub>	PtG-H <sub>2</sub>	Strom	Summe
2010	2.868	7	0	0	0	0	45	2.920
<b>Szenario Fl+</b>								
2020	3.050	12	0	0	0	0	53	3.115
2030	2.490	29	0	194	10	0	106	2.829
2040	1.112	15	0	1.069	54	0	187	2.436
2050	0	0	0	1.944	98	0	204	2.246
<b>Szenario E+</b>								
2020	3.036	12	0	0	0	0	58	3.107
2030	2.450	29	0	118	10	0	157	2.764
2040	995	15	0	648	54	0	452	2.163
2050	0	0	0	1.179	98	0	596	1.873
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>								
2020	2.927	146	0	0	0	0	53	3.126
2030	1.996	578	0	79	138	0	104	2.894
2040	714	459	0	436	758	0	185	2.551
2050	0	0	0	793	1.377	0	201	2.371
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>								
2020	3.044	12	5	0	0	0	53	3.114
2030	2.219	34	233	81	5	90	104	2.765
2040	794	17	282	445	27	563	188	2.316
2050	0	0	0	812	49	1.036	204	2.101

Tabelle II-11: Endenergiebedarf im Verkehrssektor nach Anwendungen in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050

	Straßen- nahverkehr	Straßen- fernverkehr	Linien- busse	Schiene- verkehr	Schiff- fahrt	Flug- verkehr	Summe
2010	1.672	401	38	50	397	362	2.920
<b>Szenario Fl+</b>							
2020	1.723	432	38	50	456	418	3.115
2030	1.381	422	32	49	479	465	2.829
2040	1.026	401	27	44	489	450	2.436
2050	862	407	23	39	490	424	2.246
<b>Szenario E+</b>							
2020	1.715	432	37	50	456	418	3.107
2030	1.322	418	31	49	479	465	2.764
2040	809	351	21	44	489	450	2.163
2050	592	314	14	39	490	424	1.873
<b>Szenario CH4+</b>							
2020	1.727	437	38	50	457	418	3.126
2030	1.406	456	34	49	484	465	2.894
2040	1.065	465	29	44	498	450	2.551
2050	898	481	27	39	502	424	2.371
<b>Szenario H2+</b>							
2020	1.722	431	38	50	456	418	3.114
2030	1.331	409	31	49	480	465	2.765
2040	932	367	25	44	498	450	2.316
2050	761	347	22	39	508	424	2.101

Tabelle II-12: Endenergiebedarf für die Anwendung Straßennahverkehr in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050

	fossil-flüssig	fossil-CH <sub>4</sub>	fossil-H <sub>2</sub>	PtL	PtG-CH <sub>4</sub>	PtG-H <sub>2</sub>	Strom	Summe
2010	1.665	7	0	0	0	0	0	1.672
<b>Szenario Fl+</b>								
2020	1.711	4	0	0	0	0	8	1.723
2030	1.250	1	0	70	0	0	60	1.381
2040	497	0	0	383	0	0	146	1.026
2050	0	0	0	696	0	0	166	862
<b>Szenario E+</b>								
2020	1.698	4	0	0	0	0	13	1.715
2030	1.198	1	0	19	0	0	103	1.322
2040	380	0	0	106	0	0	323	809
2050	0	0	0	192	0	0	400	592
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>								
2020	1.651	69	0	0	0	0	8	1.727
2030	989	285	0	17	57	0	58	1.406
2040	271	246	0	91	313	0	144	1.065
2050	0	0	0	165	570	0	163	898
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>								
2020	1.708	4	3	0	0	0	8	1.722
2030	1.089	1	123	18	0	42	59	1.331
2040	304	0	154	98	0	229	146	932
2050	0	0	0	179	0	416	166	761

Tabelle II-13: Endenergiebedarf für die Anwendung Straßenfernverkehr in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050

	fossil-flüssig	fossil-CH <sub>4</sub>	fossil-H <sub>2</sub>	PtL	PtG-CH <sub>4</sub>	PtG-H <sub>2</sub>	Strom	Summe
2010	401	0	0	0	0	0	0	401
<b>Szenario Fl+</b>								
2020	432	0	0	0	0	0	0	432
2030	382	0	0	41	0	0	0	422
2040	177	0	0	224	0	0	0	401
2050	0	0	0	407	0	0	0	407
<b>Szenario E+</b>								
2020	432	0	0	0	0	0	0	432
2030	395	0	0	17	0	0	7	418
2040	179	0	0	92	0	0	80	351
2050	0	0	0	167	0	0	147	314
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>								
2020	388	49	0	0	0	0	0	437
2030	214	194	0	1	48	0	0	456
2040	42	159	0	3	261	0	0	465
2050	0	0	0	5	476	0	0	481
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>								
2020	429	0	2	0	0	0	0	431
2030	269	0	105	1	0	34	0	409
2040	54	0	122	4	0	187	0	367
2050	0	0	0	7	0	340	0	347



Tabelle II-14: Endenergiebedarf für Linienbusse in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050

	fossil-flüssig	fossil-CH <sub>4</sub>	fossil-H <sub>2</sub>	PtL	PtG-CH <sub>4</sub>	PtG-H <sub>2</sub>	Strom	Summe
2010	38	0	0	0	0	0	0	38
<b>Szenario Fl+</b>								
2020	38	0	0	0	0	0	0	38
2030	30	0	0	2	0	0	0	32
2040	14	0	0	13	0	0	0	27
2050	0	0	0	23	0	0	0	23
<b>Szenario E+</b>								
2020	37	0	0	0	0	0	0	37
2030	29	0	0	0	0	0	2	31
2040	12	0	0	2	0	0	7	21
2050	0	0	0	3	0	0	11	14
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>								
2020	35	3	0	0	0	0	0	38
2030	20	11	0	0	3	0	0	34
2040	5	9	0	0	14	0	0	29
2050	0	0	0	1	26	0	0	27
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>								
2020	37	0	0	0	0	0	0	38
2030	24	0	5	0	0	2	0	31
2040	7	0	6	0	0	12	0	25
2050	0	0	0	1	0	21	0	22

Tabelle II-15: Endenergiebedarf für die Schifffahrt in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050

	fossil-flüssig	fossil-CH <sub>4</sub>	fossil-H <sub>2</sub>	PtL	PtG-CH <sub>4</sub>	PtG-H <sub>2</sub>	Strom	Summe
2010	397	0	0	0	0	0	0	397
<b>Szenario Fl+</b>								
2020	447	8	0	0	0	0	0	456
2030	402	28	0	39	10	0	0	479
2040	206	14	0	215	54	0	0	489
2050	0	0	0	392	98	0	0	490
<b>Szenario E+</b>								
2020	447	8	0	0	0	0	0	456
2030	402	28	0	39	10	0	0	479
2040	206	14	0	215	54	0	0	489
2050	0	0	0	392	98	0	0	490
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>								
2020	431	25	0	0	0	0	0	457
2030	346	88	0	20	31	0	0	484
2040	177	45	0	107	168	0	0	498
2050	0	0	0	196	306	0	0	502
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>								
2020	447	8	0	0	0	0	0	456
2030	411	33	0	20	5	12	0	480
2040	211	17	0	108	27	136	0	498
2050	0	0	0	200	49	259	0	508

Tabelle II-16: Endenergiebedarf für den Flugverkehr in PJ – Entwicklung von 2010 bis 2050

	fossil-flüssig	fossil-CH <sub>4</sub>	fossil-H <sub>2</sub>	PtL	PtG-CH <sub>4</sub>	PtG-H <sub>2</sub>	Strom	Summe
2010	362	0	0	0	0	0	0	362
<b>Szenario Fl+</b>								
2020	418	0	0	0	0	0	0	418
2030	422	0	0	42	0	0	0	465
2040	217	0	0	233	0	0	0	450
2050	0	0	0	424	0	0	0	424
<b>Szenario E+</b>								
2020	418	0	0	0	0	0	0	418
2030	422	0	0	42	0	0	0	465
2040	217	0	0	233	0	0	0	450
2050	0	0	0	424	0	0	0	424
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>								
2020	418	0	0	0	0	0	0	418
2030	422	0	0	42	0	0	0	465
2040	217	0	0	233	0	0	0	450
2050	0	0	0	424	0	0	0	424
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>								
2020	418	0	0	0	0	0	0	418
2030	422	0	0	42	0	0	0	465
2040	217	0	0	233	0	0	0	450
2050	0	0	0	424	0	0	0	424

Tabelle II-17: Anzahl Zapfsäulen für die Anwendungen Straßennahverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050

	flüssig	CH <sub>4</sub> (g)	CH <sub>4</sub> (l)	H <sub>2</sub> (g)	H <sub>2</sub> (l)
2010	91.921	878	0	0	0
<b>Szenario Fl+</b>					
2020	94.967	211	0	0	0
2030	73.227	49	0	0	0
2040	48.819	5	0	0	0
2050	38.644	0	0	0	0
<b>Szenario E+</b>					
2020	94.219	211	0	0	0
2030	67.559	49	0	0	0
2040	26.948	5	0	0	0
2050	10.647	0	0	0	0
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>					
2020	91.607	3.818	0	0	0
2030	55.826	18.973	0	0	0
2040	20.076	31.046	0	0	0
2050	9.178	31.607	0	0	0
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>					
2020	94.794	211	0	147	0
2030	61.406	49	0	9.135	0
2040	22.321	5	0	21.258	0
2050	9.925	0	0	23.083	0

Tabelle II-18: Anzahl Zapfsäulen für die Anwendungen Straßenfernverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050

	flüssig	CH <sub>4</sub> (g)	CH <sub>4</sub> (l)	H <sub>2</sub> (g)	H <sub>2</sub> (l)
2010	1.487	0	0	0	0
<b>Szenario Fl+</b>					
2020	1.599	0	0	0	0
2030	1.564	0	0	0	0
2040	1.487	0	0	0	0
2050	1.512	0	0	0	0
<b>Szenario E+</b>					
2020	1.599	0	0	0	0
2030	1.523	0	0	0	0
2040	994	0	0	0	0
2050	605	0	0	0	0
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>					
2020	1.435	0	183	0	0
2030	789	0	900	0	0
2040	164	0	1.565	0	0
2050	18	0	1.771	0	0
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>					
2020	1.588	0	0	0	9
2030	993	0	0	0	520
2040	210	0	0	0	1.149
2050	24	0	0	0	1.264

Tabelle II-19: Anzahl Zapfsäulen auf Betriebshöfen – Entwicklung von 2010 bis 2050

	flüssig	CH <sub>4</sub> (g)	CH <sub>4</sub> (l)	H <sub>2</sub> (g)	H <sub>2</sub> (l)
2010	48.572	0	0	0	0
Szenario FI+					
2020	48.572	0	0	0	0
2030	48.572	0	0	0	0
2040	48.572	0	0	0	0
2050	48.572	0	0	0	0
Szenario E+					
2020	48.572	0	0	0	0
2030	48.572	0	0	0	0
2040	48.572	0	0	0	0
2050	48.572	0	0	0	0
Szenario CH <sub>4</sub> +					
2020	43.282	1.076	4.215	0	0
2030	23.381	5.114	20.077	0	0
2040	5.175	8.524	34.873	0	0
2050	830	8.998	38.745	0	0
Szenario H <sub>2</sub> +					
2020	48.305	0	0	54	213
2030	32.372	0	0	3.304	12.896
2040	8.202	0	0	8.218	32.153
2050	1.357	0	0	9.391	37.824

Tabelle II-20: Annahmen für die Herleitung der Zahl der Ladepunkte im öffentlichen Raum

	öffentlicher Raum*	Schnellladung**
	Fahrzeuge pro Ladepunkt	
Pkw - BEV 150	8,5	1.100
Pkw - BEV 300	17,5	550
Pkw - PHEV	4	-
Leichte Nutzfahrzeuge - BEV 120	4	1.100
Leichte Nutzfahrzeuge - PHEV	2,5	-
Lkw-nah - BEV 150	1,5	1.100
Lkw-nah - PHEV	1,5	-

\* Bei der Herleitung der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum werden nur Fahrzeuge berücksichtigt, die keine Möglichkeit der Heimladung besitzen.

\*\* Bei der Herleitung der Schnellladeinfrastruktur werden alle elektrischen Fahrzeuge berücksichtigt.

Tabelle II-21: Anzahl Ladepunkte für die Anwendung Straßennahverkehr – Entwicklung von 2010 bis 2050

	Heimladung	Betriebshof	öffentlicher Raum	Schnellladung
<b>Szenario Fl+</b>				
2020	791.062	10.527	1.747	31
2030	5.800.011	217.294	92.973	395
2040	14.078.175	708.805	436.068	1.220
2050	16.923.378	1.197.998	735.582	2.495
<b>Szenario E+</b>				
2020	1.078.699	94.697	1.552	222
2030	8.124.938	693.149	177.601	2.027
2040	23.824.749	2.096.342	880.132	15.392
2050	27.645.873	2.812.525	1.393.203	32.041
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>				
2020	773.112	10.527	1.704	31
2030	5.455.198	217.294	87.032	381
2040	13.221.099	708.805	407.620	1.170
2050	15.785.326	1.197.998	682.482	2.368
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>				
2020	768.739	10.527	1.693	31
2030	5.532.834	217.294	88.298	386
2040	13.369.658	708.805	412.216	1.183
2050	15.830.530	1.197.998	683.887	2.381



Tabelle II-22: Betankungs- und Beladungsinfrastruktur Linienbusse – Entwicklung von 2010 bis 2050

Typ	Kraftstoff/ Beladungsort	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Szenario Fl+</b>						
Zapfsäule	flüssig	989	989	989	989	989
Zapfsäule	CH <sub>4</sub>	0	0	0	0	0
Zapfsäule	H <sub>2</sub>	0	0	0	0	0
<b>Szenario E+</b>						
Zapfsäule	flüssig	989	981	803	298	0
Zapfsäule	CH <sub>4</sub>	0	0	0	0	0
Zapfsäule	H <sub>2</sub>	0	0	0	0	0
Ladepunkt	Betriebshof	0	185	7.107	28.345	42.338
Ladepunkt	Endhaltestelle	0	31	1.184	4.724	7.056
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>						
Zapfsäule	flüssig	989	906	580	195	25
Zapfsäule	CH <sub>4</sub>	0	83	409	794	964
Zapfsäule	H <sub>2</sub>	0	0	0	0	0
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>						
Zapfsäule	flüssig	989	984	714	252	33
Zapfsäule	CH <sub>4</sub>	0	0	0	0	0
Zapfsäule	H <sub>2</sub>	0	5	275	737	956

Tabelle II-23: Bunkerschiffe für die Schifffahrt - Entwicklung von 2010 bis 2050

	Binnenschifffahrt			Seeschifffahrt		
	flüssig	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	flüssig	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>
2010	38	0	0	57	0	0
<b>Szenario Fl+/E+</b>						
2020	0	0	0	0	0	0
2030	44	0	0	64	6	0
2040	0	0	0	0	0	0
2050	41	0	0	57	15	0
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+</b>						
2020	0	0	0	0	0	0
2030	36	8	0	53	18	0
2040	0	0	0	0	0	0
2050	21	22	0	29	45	0
<b>Szenario H<sub>2</sub>+</b>						
2020	0	0	0	0	0	0
2030	43	0	1	62	6	2
2040	0	0	0	0	0	0
2050	27	0	15	29	8	39

Tabelle II-24: Investitionskosten je Tankstelle in € – Entwicklung von 2010 bis 2050

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>alle Szenarien - Flüssigkraftstoff</b>					
Technik: 1. ZS	82.700	0	82.700	0	82.700
Baumaßnahmen: 1.ZS	158.093	0	158.093	0	158.093
Technik: weitere ZS	17.510	0	17.510	0	17.510
Baumaßnahmen: weitere ZS	11.284	0	11.284	0	11.284
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+ - CH<sub>4</sub> (g)</b>					
Technik: 1. ZS	0	0	212.040	0	124.043
Baumaßnahmen: 1.ZS	0	0	107.162	0	107.162
Technik: weitere ZS	0	0	140.982	0	82.474
Baumaßnahmen: weitere ZS	0	0	16.777	0	16.777
<b>Szenario CH<sub>4</sub>+ - CH<sub>4</sub> (l)</b>					
Technik: 1. ZS	0	0	233.835	0	214.578
Baumaßnahmen: 1.ZS	0	0	164.185	0	164.185
Technik: weitere ZS	0	0	136.897	0	125.623
Baumaßnahmen: weitere ZS	0	0	33.680	0	33.680
<b>Szenario H<sub>2</sub>+ - H<sub>2</sub> (g)</b>					
Technik: 1. ZS	0	0	327.659	0	300.675
Baumaßnahmen: 1.ZS	0	0	210.549	0	210.549
Technik: weitere ZS	0	0	208.131	0	190.991
Baumaßnahmen: weitere ZS	0	0	49.242	0	49.242
<b>Szenario H<sub>2</sub>+ - H<sub>2</sub> (l)</b>					
Technik: 1. ZS	0	0	314.272	0	288.390
Baumaßnahmen: 1.ZS	0	0	204.643	0	204.643
Technik: weitere ZS	0	0	199.971	0	183.503
Baumaßnahmen: weitere ZS	0	0	35.456	0	35.456

Tabelle II-25: Kosten der Energiebereitstellung fossiler Energieträger bis zur Tankstelle – Entwicklung von 2010 bis 2050 [€ct / kWh]

	2010	2020	2030	2040	2050
Benzin	5,7	6,9	8,4	9,7	11,4
Diesel	5,3	6,4	7,9	9,2	10,8
Kerosin	4,6	6,0	7,8	9,3	11,2
MFO	2,8	3,6	4,6	5,5	6,6
fossil-CH <sub>4</sub> (g)	4,2	4,5	4,7	5,2	5,9
fossil-CH <sub>4</sub> (l)	4,8	5,0	5,2	5,7	6,4
fossil-H <sub>2</sub> (g)	11,0	10,7	10,9	11,4	12,1
fossil-H <sub>2</sub> (l)	11,0	10,7	10,9	11,4	12,1

Tabelle II-26\_ Investitionskosten für Elektrolyse und Methanisierung von 2010 bis 2050

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Elektrolyse	€/kW <sub>el</sub>	4.500	1.450	900	600	500
Methanisierung	€/kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>	1.500	440	200	150	140

Tabelle II-27: Gestehungskosten der strombasierten Kraftstoffe – Entwicklung von 2020 bis 2050 in €ct/kWh

	Strombedarf für CO <sub>2</sub> in kW <sub>el</sub> /t CO <sub>2</sub>	2020	2030	2040	2050
PtG-H <sub>2</sub>	0	28,4	21,2	17,0	14,3
PtG-CH <sub>4</sub>	300	30,8	22,5	18,1	15,3
PtG-CH <sub>4</sub>	1.400	33,1	24,4	19,9	16,8
PtL	300	39,0	28,5	23,1	19,4
PtL	1.400	42,8	31,7	26,0	22,1

Tabelle II-28: Kosten der Energiebereitstellung strombasierter Energieträger bis zur Tankstelle – Entwicklung von 2010 bis 2050 in €ct / kWh

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>PtL</b>					
Gestehung	75,0	40,4	29,7	24,1	20,4
Verflüssigung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport nach D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Verteilung in D	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gesamt	75,1	40,6	29,8	24,2	20,5
<b>PtG-CH<sub>4</sub>(g)</b>					
Gestehung	64,9	30,5	22,2	17,9	15,2
Verflüssigung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport nach D	2,0	0,9	0,7	0,5	0,4
Verteilung in D	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Gesamt	67,9	32,4	23,8	19,4	16,6
<b>PtG-CH<sub>4</sub>(l)</b>					
Gestehung	63,1	31,6	23,2	18,8	15,9
Verflüssigung	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
Transport nach D	0,6	0,3	0,2	0,2	0,1
Verteilung in D	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Gesamt	65,3	33,4	24,7	20,1	17,1
<b>PtG-H<sub>2</sub>(g)</b>					
Gestehung	56,2	28,8	21,4	17,2	14,5
Verflüssigung	7,3	6,4	5,5	5,0	4,4
Transport nach D	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1
Verteilung in D	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Gesamt	64,6	36,1	27,8	23,0	19,6
<b>PtG-H<sub>2</sub>(l)</b>					
Gestehung	56,2	28,8	21,4	17,2	14,5
Verflüssigung	7,3	6,4	5,5	5,0	4,4
Transport nach D	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1
Verteilung in D	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Gesamt	64,6	36,1	27,8	23,0	19,6

Tabelle II-29: Differenzkosten von Szenario Fl+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßennahverkehr

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	8,6	0,0	0,0	8,6
2026 - 2030	18,7	0,0	0,0	18,7
2031 - 2035	45,2	0,0	0,0	45,2
2036 - 2040	74,1	0,0	0,0	74,1
2041 - 2045	90,9	0,0	0,0	90,9
2046 - 2050	97,3	0,0	0,0	97,3
Gesamt	334,7	0,0	0,0	334,7

Tabelle II-30: Differenzkosten von Szenario E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßennahverkehr

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,1	1,3	1,4
2016 - 2020	-0,4	0,3	4,9	4,9
2021 - 2025	1,7	0,3	3,8	5,7
2026 - 2030	2,8	3,3	24,8	30,8
2031 - 2035	4,6	7,6	48,2	60,4
2036 - 2040	5,6	9,1	47,5	62,2
2041 - 2045	5,3	8,1	32,7	46,0
2046 - 2050	2,1	9,7	19,9	31,8
Gesamt	21,7	38,4	183,1	243,2

Tabelle II-31: Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßennahverkehr

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,1	0,1	0,3
2016 - 2020	-0,7	0,5	4,6	4,4
2021 - 2025	4,2	1,3	7,3	12,8
2026 - 2030	7,7	1,2	11,2	20,1
2031 - 2035	25,9	2,5	16,2	44,6
2036 - 2040	48,7	2,6	19,8	71,0
2041 - 2045	64,4	1,4	19,7	85,4
2046 - 2050	73,8	1,2	19,0	94,0
Gesamt	223,9	10,8	98,0	332,7

Tabelle II-32: Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßennahverkehr

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,2	0,1
2016 - 2020	0,0	0,1	3,4	3,5
2021 - 2025	6,6	4,5	43,0	54,2
2026 - 2030	14,7	8,2	76,4	99,2
2031 - 2035	33,7	15,2	92,0	140,9
2036 - 2040	53,3	15,4	87,0	155,6
2041 - 2045	62,7	11,8	72,8	147,2
2046 - 2050	62,7	11,1	63,7	137,6
Gesamt	233,7	66,3	438,4	738,3



Tabelle II-33: Differenzkosten von Szenario Fl+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßenfernverkehr

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	5,0	0,0	0,0	5,0
2026 - 2030	10,9	0,0	0,0	10,9
2031 - 2035	26,4	0,0	0,0	26,4
2036 - 2040	43,3	0,0	0,0	43,3
2041 - 2045	53,1	0,0	0,0	53,1
2046 - 2050	56,9	0,0	0,0	56,9
<b>Gesamt</b>	<b>195,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>195,7</b>

Tabelle II-34: Differenzkosten von Szenario E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßenfernverkehr

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	2,0	0,7	0,0	2,8
2026 - 2030	4,4	3,4	0,5	8,2
2031 - 2035	10,4	3,9	1,7	16,1
2036 - 2040	16,5	2,7	3,7	22,9
2041 - 2045	19,1	1,1	4,7	24,8
2046 - 2050	18,9	1,1	5,0	25,0
<b>Gesamt</b>	<b>71,4</b>	<b>12,9</b>	<b>15,6</b>	<b>99,9</b>

Tabelle II-35: Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßenfernverkehr

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,2	0,1	0,2
2016 - 2020	-0,3	1,0	1,3	2,0
2021 - 2025	3,5	2,0	2,9	8,4
2026 - 2030	7,0	1,9	4,5	13,4
2031 - 2035	20,5	4,8	5,7	31,1
2036 - 2040	36,7	5,2	6,3	48,2
2041 - 2045	47,3	2,8	6,3	56,4
2046 - 2050	53,2	2,9	6,2	62,4
<b>Gesamt</b>	<b>167,9</b>	<b>20,8</b>	<b>33,3</b>	<b>222,0</b>

Tabelle II-36: Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Straßenfernverkehr

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,1	1,1	1,2
2021 - 2025	4,3	2,7	17,2	24,1
2026 - 2030	10,7	3,1	21,8	35,6
2031 - 2035	23,0	8,8	20,2	52,0
2036 - 2040	34,2	9,7	19,9	63,9
2041 - 2045	37,8	6,1	17,7	61,6
2046 - 2050	35,6	6,2	16,5	58,4
<b>Gesamt</b>	<b>145,6</b>	<b>36,7</b>	<b>114,5</b>	<b>296,8</b>

Tabelle II-37: Differenzkosten von Szenario Fl+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Linienbus

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	0,3	0,0	0,0	0,3
2026 - 2030	0,6	0,0	0,0	0,6
2031 - 2035	1,5	0,0	0,0	1,5
2036 - 2040	2,5	0,0	0,0	2,5
2041 - 2045	3,1	0,0	0,0	3,1
2046 - 2050	3,3	0,0	0,0	3,3
<b>Gesamt</b>	<b>11,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>11,3</b>

Tabelle II-38: Differenzkosten von Szenario E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Linienbus

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	0,0	0,1	0,2	0,3
2026 - 2030	0,0	0,3	0,5	0,8
2031 - 2035	0,0	0,5	1,0	1,5
2036 - 2040	0,0	0,7	0,9	1,6
2041 - 2045	-0,2	0,8	0,8	1,4
2046 - 2050	-0,3	0,6	0,6	0,9
<b>Gesamt</b>	<b>-0,5</b>	<b>2,9</b>	<b>4,0</b>	<b>6,5</b>

Tabelle II-39: Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Linienbus

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,2	0,1	0,3
2021 - 2025	0,2	0,1	0,2	0,5
2026 - 2030	0,3	0,1	0,3	0,7
2031 - 2035	0,9	0,1	0,4	1,4
2036 - 2040	1,8	0,1	0,5	2,3
2041 - 2045	2,3	0,1	0,4	2,8
2046 - 2050	2,7	0,0	0,4	3,1
<b>Gesamt</b>	<b>8,2</b>	<b>0,6</b>	<b>2,4</b>	<b>11,1</b>

Tabelle II-40: Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Linienbus

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,1
2021 - 2025	0,2	0,1	0,7	1,0
2026 - 2030	0,6	0,1	0,8	1,5
2031 - 2035	1,4	0,1	0,8	2,3
2036 - 2040	2,1	0,1	0,7	3,0
2041 - 2045	2,5	0,1	0,6	3,2
2046 - 2050	2,5	0,1	0,5	3,2
<b>Gesamt</b>	<b>9,4</b>	<b>0,7</b>	<b>4,2</b>	<b>14,2</b>

Tabelle II-41: Differenzkosten von Szenario Fl+ und E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Binnenschifffahrt

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	0,3	0,0	0,0	0,3
2026 - 2030	0,6	0,0	0,0	0,6
2031 - 2035	1,5	0,0	0,0	1,5
2036 - 2040	2,4	0,0	0,0	2,4
2041 - 2045	3,0	0,0	0,0	3,0
2046 - 2050	3,3	0,0	0,0	3,3
<b>Gesamt</b>	<b>11,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>11,2</b>

Tabelle II-42: Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Binnenschifffahrt

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	0,2	0,0	0,0	0,3
2026 - 2030	0,5	0,0	0,0	0,5
2031 - 2035	1,2	0,0	0,0	1,3
2036 - 2040	2,1	0,0	0,0	2,1
2041 - 2045	2,6	0,0	0,0	2,6
2046 - 2050	2,8	0,0	0,0	2,8
<b>Gesamt</b>	<b>9,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>	<b>9,6</b>

Tabelle II-43: Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Binnenschiff-fahrt

	Energiebereit- stellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeug- anschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	0,1	0,0	0,0	0,1
2026 - 2030	0,3	0,0	0,0	0,3
2031 - 2035	1,2	0,0	0,1	1,3
2036 - 2040	2,1	0,0	0,1	2,2
2041 - 2045	2,7	0,0	0,1	2,8
2046 - 2050	3,1	0,0	0,1	3,2
Gesamt	9,6	0,1	0,3	10,0

Tabelle II-44: Differenzkosten von Szenario Fl+ und E+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Seeschiff-fahrt

	Energiebereit- stellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeug- anschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	6,0	0,0	0,0	6,0
2026 - 2030	13,4	0,0	0,0	13,4
2031 - 2035	33,4	0,0	0,0	33,4
2036 - 2040	56,9	0,0	0,0	56,9
2041 - 2045	73,3	0,0	0,0	73,3
2046 - 2050	83,8	0,0	0,0	83,8
Gesamt	266,8	0,0	0,0	266,8

Tabelle II-45: Differenzkosten von Szenario CH4+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Seeschifffahrt

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,1	0,0	0,1	0,3
2021 - 2025	6,2	0,0	0,3	6,5
2026 - 2030	13,2	0,0	0,3	13,6
2031 - 2035	31,7	0,0	0,4	32,1
2036 - 2040	53,2	0,0	0,5	53,7
2041 - 2045	68,1	0,0	0,7	68,9
2046 - 2050	77,4	0,0	0,9	78,3
<b>Gesamt</b>	<b>249,9</b>	<b>0,2</b>	<b>3,3</b>	<b>253,3</b>

Tabelle II-46: Differenzkosten von Szenario H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Seeschifffahrt

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	3,0	0,0	0,0	3,0
2026 - 2030	7,4	0,0	0,2	7,7
2031 - 2035	30,4	0,0	1,2	31,6
2036 - 2040	55,5	0,1	1,4	57,0
2041 - 2045	73,6	0,1	1,7	75,4
2046 - 2050	85,3	0,1	2,1	87,4
<b>Gesamt</b>	<b>255,2</b>	<b>0,2</b>	<b>6,6</b>	<b>262,1</b>

Tabelle II-47: Differenzkosten von Szenario Fl+, E+, CH4+ und H2+ zu Referenzszenario in Mrd. € – Flug

	Energiebereitstellung	Tankstellen & Ladeinfrastruktur	Fahrzeuganschaffung	Gesamtsystem
2010 - 2015	0,0	0,0	0,0	0,0
2016 - 2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2021 - 2025	5,3	0,0	0,0	5,3
2026 - 2030	11,5	0,0	0,0	11,5
2031 - 2035	27,6	0,0	0,0	27,6
2036 - 2040	45,0	0,0	0,0	45,0
2041 - 2045	54,6	0,0	0,0	54,6
2046 - 2050	57,4	0,0	0,0	57,4
<b>Gesamt</b>	<b>201,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>201,3</b>



---

## 5 Literatur

- Abe, A.; Nakamura, M.; Sato, I.; Uetan, H. & Fujitani, T. (1998). Studies of the large-scale sea transportation of liquid hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 23 (2), S. 115–121.
- Albrecht, U.; Altmann, M.; Michalski, J.; Raksha, T. & Weindorf, W. (2013). Analyse der Kosten erneuerbarer Gase. Eine Expertise für den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas. Ottobrun: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (lbst).
- Allgemeiner Deutscher Automobil-Club (ADAC) (2015). Entwicklung der Tankstellenanzahl seit 1965 in Deutschland, ADAC. Verfügbar unter <https://www.adac.de/infotestrat/tanken-kraftstoffe-und-antrieb/probleme-tankstelle/anzahl-tankstellen-markenverteilung/default.aspx?ComponentId=51774&SourcePageId=48532>, zuletzt abgerufen am 18.08.2015.
- AltFuelPrices.com (2007). Liquefied Natural Gas (LNG) stations and prices in Birmingham, Alabama, AltFuelPrices.com. Verfügbar unter <http://www.altfuelprices.com/stations/LNG/Alabama/Birmingham/>, zuletzt abgerufen am 18.08.2015.
- Amos, W. A. (1998). Costs of Storing and Transporting Hydrogen (NREL/TP-570-25106). National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- autohof.net (2014). Datensatz für das Navigationsgerät. GPS-Daten deutscher Autohöfe, autohof.net.
- Bolle, F.-W.; Genzowsky, K.; Gredigk-Hoffmann, S.; Reinders, M.; Riße, H.; Schröder, M.; Steinke, M.; Wöffen, B.; Illing, F.; Jagemann, P.; Schmelz, K.-G. & Schulte, P. (2012). WaStraK NRW "Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung" - Phase I. Band I: Kompendium Wasserstoff. Abschlussbericht. Aachen: RWTH Aachen; Tuttahs & Meyer Ingenieurgesellschaft für Wasser-, Abwasser- und Energiewirtschaft mbH (TUTTAHS & MEYER); Ingenieurbüro Redlich und Partner (IBR); Emschergenossenschaft.
- Buhaug, O.; Corbett, J. J.; Endresen, O.; Eyring, V.; Faber, J.; Hanayama, S.; Lee, D. S.; Lee, D.; Lindstad, H.; Markowska, A. Z.; Mjelde, A.; Nelissen, D.; Nilsen, J.; Palsson, C.; Winebrake, J. J.; Wu, W. & Yoshida, K. (2009). Second IMO GHG Study 2009. London: International Maritime Organization (IMO).
- Bundesministerium der Finanzen (BMF) (Hrsg.) (1998). AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Vertrieb von Erdölzeugnissen".
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2013, Bonn.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2014a). Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) & Bundeskartellamt (BKartA) (Hrsg.) (2014b). Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (BReg) (2015). Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU, Berlin.
- Chart Inc. (2013). LNG Transport Trailers.
- Climeworks AG (2015). About the Pilot and Demonstration Project, Climeworks AG. Verfügbar unter <http://www.climeworks.com/about-project.html>, zuletzt abgerufen am 20.12.2015.
- DB Netz AG (2015). ABS 48: Ausbaustrecke München-Lindau-Grenze D/A. Finanzierung, DB Netz AG. Verfügbar unter <http://www.abs48.com/gesamtprojekt/finanzierung>, zuletzt abgerufen am 17.08.2015.
- Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle (DGMK) (2006). Gefahrgut-Risikobetrachtung bei Tankfahrzeugen mit höheren Nutzlasten in der Tankstellenversorgung. Fortschreibung. DGMK-Projekt 659, Hamburg.

- 
- Dünner, H.-W. & Nutsch, M. (2013). Neutraler Dienstleister für alle Kunden. Schiffahrt Hafen Bahn und Technik 3, S. 22–26 (Schiffahrt-Praxis; Kosten Bunkerschiffe).
- EHI Retail Institute (EHI) (2015). Anzahl der Autobahntankstellen in Deutschland in den Jahren 2005 bis 2015, EHI. Verfügbar unter <http://www.handelsdaten.de/tankstellen/anzahl-der-autobahntankstellen-deutschland-zeitreihe>, zuletzt abgerufen am 18.08.2015.
- Emec, S. & Kukuk, J. S. (2008, Juli). LNG als Speicheroption für Erdgas, Berlin.
- Erdgas Mobil (2015). Erdgas als Kraftstoff - Die langfristige Alternative, Erdgas Mobil. Verfügbar unter <http://www.erdgas-mobil.de/tankstellenbetreiber/erdgas-als-kraftstoff/>, zuletzt abgerufen am 18.08.2015.
- Follmer, R.; Gruschwitz, D.; Jesske, B.; Quandt, S.; Lenz, B.; Nobis, C.; Köhler, K. & Mehlin, M. (2010). Mobilität in Deutschland 2008. Datensätze der MiD 2008. Berlin, Bonn: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH (infas); Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Graf, F.; Götz, M.; Henel, M.; Schaaf, T. & Tichler, R. (2014). Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), Hrsg.). Bonn: Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig (DBI); Outotec GmbH (Outotec); Johannes Kepler Universität Linz (JKU).
- Hacker, F.; Blanck, R.; Hülsmann, F.; Kasten, P.; Loreck, C.; Ludig, S.; Mottschall, M. & Zimmer, W. (2014). eMobil 2050. Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Berlin: Öko-Institut.
- Hanke, J. (2013, Mai). Wasserstoff und die magische Grenze von 3€/kg. Erneuerbare Energien 2013.
- Hawkins, S. (2006). Technological Characterisation of Hydrogen Storage and Distribution Technologies. PSI.
- Hendrickx, P. (2014, Dezember). Einsatz von Liquid Natural Gas (LNG) in LKW. (Bio) LNG als Ersatz für Diesel. 59. Sitzung des Arbeitskreises Logistik.
- Hermann, H.; Emele, L. & Loreck, C. (2014). Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin: Öko-Institut.
- Hinz, F.; Iglhaut, D.; Frevel, T. & Möst, D. (2014). Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Dresden: Technische Universität Dresden (TU Dresden); Energieforen Leipzig.
- Hülsmann, F.; Mottschall, M.; Hacker, F. & Kasten, P. (2014). Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen. Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050. Working Paper 3/2014. Berlin: Öko-Institut.
- Hüttenrauch, J.; Zöllner, S.; Müller-Syring, G.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Moser, A.; Zdrallek, M.; Köppel, W.; Degünther, C.; Baumann, C. & Geschermann, K. (2015). Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW); Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg (DBI); Bergische Universität Wuppertal; RWTH Aachen.
- Infras (2008). Systementscheid Antriebskonzept Stadtbuss Winterthur. Grundlagenbericht.
- Infras (2011). Trolleybusstrategie. Schlussbericht. i.A. der Verkehrsbetriebe der Stadt Zürich VBZ.
- International Energy Agency (IEA) (2013). Global EV Outlook. Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020, Paris.
- Jess, A.; Kaiser, P.; Kern, C.; Unde, R. B. & Olshausen, C. von (2011). Considerations concerning the Energy Demand and Energy Mix for Global Welfare and Stable Ecosystems. Chemie Ingenieur Technik (83), S. 1777–1791.
- Kley, F. (2011). Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Entwicklung und Bewertung einer Ausbaustrategie auf Basis des Fahrverhaltens. Dissertation (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale"). Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik (ISI), zuletzt abgerufen am 10.11.2014.
- Knörr, W. & Kutzner, F. (2008). Verbrauch, Emissionen, Materialeinsatz und Kosten von Binnenschiffen, Flugzeugen und Schienenfahrzeugen. Dokumentation im Rahmen von "renewability - Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030". Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU).
- Krüger, P. (2014, Mai). Wasserstoff im ÖPNV in Hamburg, Braunschweig, zuletzt abgerufen am 29.05.2015.

- 
- Lohre, D. & Herschlein, S. (2010). Studie zu Begriffsverständnis, Bedeutung und Verbreitung "Grüner Logistik" in der Speditions- und Logistikbranche. Heilbronn: Institut für Nachhaltigkeit in Verkehr und Logistik (INVL), Hochschule Heilbronn.
- MAN (2012). Costs and Benefits of LNG as Ship Fuel for Container Vessels.
- Matthes, F. C.; Haller, M.; Hermann, H.; Loreck, C. & Cook, V. (2014). Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG Vorleistungsfonds. Endbericht. Berlin: Öko-Institut.
- Ministeriums für Landwirtschaft, Umwelt und Verbraucherschutz Mecklenburg-Vorpommern (MLUVMV) (2012). Verbraucherschutz an der Tankstelle: Bekomme ich die richtige Kraftstoffmenge für mein Geld? Verbraucherinformation des Ministeriums für Landwirtschaft, Umwelt und Verbraucherschutz Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin.
- Müller-Syring, G.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, T.; Adelt, M.; Altfeld, K.; Graf, F.; Henel, M.; Hoppe, M.; Kaesler, H.; Linke, G.; Löffler, T.; Marewski, U.; Nitschke-Kowsky, P.; Oehsen, A. von; Reimann, T.; Reinhold, M.; Schley, P.; Schollmeyer, H.-J.; Steiner, K.; Trost, T.; Zenner, M. & Zschocke, A. (2013). Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig (DBI); Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Gasspeicher GmbH Leipzig (VNG); E.ON Ruhrgas AG (E.ON).
- Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) (2012). Ladeinfrastruktur bedarfsgerecht aufbauen.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; de Tena, D. L.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. von; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M. & Wenzel, B. (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T.; Sterner, M.; Gerhardt, N.; Oehsen, A. von; Pape, C.; Saint-Drenan, Y.-M. & Wenzel, B. (2010). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. BMU - FKZ 03MAP146. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
- Öko-Institut (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umweltschutz, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- Ramsden, T.; Ruth, M.; Diakov, V.; Laffen, M. & Timbario, T. A. (2013). Hydrogen Pathways. Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios. National Renewable Energy Laboratory (NREL); Alliance Technical Services (ATS).
- Ranch, P. (2010). Elektriska vägar - elektrifiering av tunga vägtransporter. Stockholm: Grontmij AB.
- Repenning, J.; Emele, L.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Dehoust, G.; Förster, H.; Greiner, B.; Harthan, R.; Henneberg, K.; Hermann, H.; Jörß, W.; Loreck, C.; Ludig, S.; Scheffler, M.; Schumacher, K.; Zell-Ziegler, C.; Braungardt, S.; Eichhammer, W.; Elsland, R.; Fleiter, T.; Hartwig, J.; Kockat, J.; Pfluger, B.; Schade, W.; Schlomann, B.; Sensfuß, F. & Ziesing, H.-J. (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Öko-Institut e. V., Hrsg.), Berlin.
- Repenning, J.; Matthes, F. C.; Blanck, R.; Emele, L.; Döring, U.; Förster, H.; Haller, M.; Harthan, R.; Henneberg, K.; Hermann, H.; Jörß, W.; Eichhammer, W.; Braungardt, S.; Elsland, R.; Fleiter, T.; Hartwig, J.; Kockat, J.; Pfluger, B.; Schade, W.; Schlomann, B.; Sensfuß, F.; Athmann, U.; Ziesing, H.-J.; Kasten, P.; Ludig, S.; Loreck, C.; Scheffler, M. & Schumacher, K. (2014). Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin: Öko-Institut; Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik (ISI).
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2012). Umweltgutachten 2012. Verantwortung in einer begrenzten Welt.

- 
- Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Koziel, S.; Ley, A.; Piégsa, A.; Seefeldt, F.; Straßburg, S.; Weinert, K.; Lindenberger, D.; Knaut, A.; Malischek, R.; Nick, S.; Panke, T.; Paulus, S.; Tode, C.; Wagner, J.; Lutz, C.; Lehr, U. & Ulrich, P. (2014). Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Endbericht Projekt Nr. 57/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS).
- Schmied, M.; Wüthrich, P.; Zah, R.; Althaus, H.-J. & Friedl, C. (2014). Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.) (Texte 20/2015). Dessau-Roßlau: Infrass AG - Forschung und Beratung (INFRAS AG); Quantis.
- Schubert, M.; Kluth, T.; Nebauer, G.; Ratzenberger, R.; Kotzagiorgis, S.; Butz, B.; Schneider, W. & Leible, M. (2014). Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht. Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Hrsg.). Freiburg, München, Aachen, Essen: Intraplan Consult (Intraplan); Beratergruppe Verkehr + Umwelt (BVU); Ingenieurgruppe IVV (IVV); Planco Consulting (Planco).
- Schütz, S. & Härtel, P. (in Bearbeitung). Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig (DBI).
- Smolinka, T.; Günther, M. & Garcke, J. (2010). Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE); Fuel Cell and Battery Consulting (FCBAT).
- Statista (2015). Durchschnittlicher Preis für Dieselkraftstoff in Deutschland in den Jahren 1950 bis 2015\* (Cent pro Liter), Statista. Verfügbar unter <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/779/umfrage/durchschnittspreis-fuer-dieselmkraftstoff-seit-dem-jahr-1950/>, zuletzt abgerufen am 18.08.15.
- Stolzenburg, K.; Hamelmann, R.; Wietschel, M.; Genoese, F.; Michaelis, J.; Lehmann, J.; Miede, A.; Krause, S.; Donadei, S.; Crotogino, F.; Acht, A.; Sponholz, C. & Horvath, P.-L. (2014). Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht. Planungsgruppe Energie und Technik (PLANET); Fachhochschule Lübeck (FH Lübeck); Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik (ISI); Fachhochschule Stralsund (FH Stralsund); Underground Technologies (KBB).
- Thomas, C. E. (2009). Hydrogen Cost Estimates via Steam Methane Reforming.
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2014). Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040, Washington DC.
- Umweltbundesamt (UBA) (2013a). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2013. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2011. Dessau-Roßlau. Umweltbundesamt (UBA); Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen-Institut); Öko-Institut.
- Umweltbundesamt (UBA) (2013b). Datenauszug aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE) vom 05.11.2013, Dessau-Roßlau.
- Umweltbundesamt (UBA) (2014). Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (Climate Change 07/2014). Dessau-Roßlau.
- Verbeek, R.; Ligterink, N.; Meulenbrugge, J.; Koornneef, G.; Kroon, P.; Wilde, H. de; Kampman, B.; Croezen, H. & Aarnink, S. (2013). Natural gas in transport. An assessment of different routes. Delft: Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO); Energy research Centre of the Netherlands (ECN); CE Delft.
- Vester GmbH (2015). Tankwagen Mercedes Actros 1843, Vester GmbH. Verfügbar unter <http://www.vester.eu/?dispatch=43&24=84&34=500082&44=500001&72=500082>, zuletzt abgerufen am 18.08.2015.
- Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV), Hrsg.) (2011). Zentrale Binnenschiffsbestandsdatei. Bestand der Flotte 2010. Verfügbar unter <https://www.wsv.de/Schifffahrt/Statistik/zentr.Binnenschiffskartei/index.html>
- Wenzel, H. (2014, Januar). LNG in den Häfen von Mecklenburg-Vorpommern: Nachfrageseite im Mittelpunkt.

- 
- Wermuth, M.; Neef, C.; Wirth, R.; Hanitz, I.; Löhner, H.; Hautzinger, H.; Stock, W.; Pfeifer, M.; Fuchs, M.; Lenz, B.; Ehrler, V.; Schneider, S. & Heinzmann, H.-J. (2012). Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010). Schlussbericht. Prof. Dr. Wermuth Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung (WVI); Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung (IVT); Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Kraftfahrt-Bundesamt (KBA).
- Wilken, D.; Würfel, C.; Küter, U.; Smolinka, T.; Götz, M.; Schollenberger, D.; Schaaf, T.; Grünig, J.; Wimberg, J.; Schubert, T.; González, M. I.; Schaub, G.; Aicher, T.; Brunner, C.; Thomas, A.; Riester, K.; Buchholz, D.; Bajohr, S. & Graf, F. (2014). Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz - H<sub>2</sub>O-Elektrolyse und Synthese von Gaskomponenten -. Im Rahmen der BMBF-Fördermaßnahme „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz - Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO<sub>2</sub>“. Schlussbericht zum Verbundvorhaben. Karlsruhe: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW); Karlsruher Institut für Technologie (KIT); Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE).
- Wurster, R.; Weindorf, W.; Zittel, W.; Schmidt, P.; Heidt, C.; Lambrecht, U.; Lischke, A. & Müller, S. (2014). LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen. Kurzstudie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. München, Heidelberg, Berlin: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU); Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (lbst); Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ).
- Zdrallek, M.; Moser, A.; Krause, H.; Graf, F.; Baumann, C.; Geschermann, K.; Hüttenrauch, J.; Köppel, W.; Müller-Syring, G.; Steffens, P. J.; Stötzel, M. & Zöllner, S. (2014). Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), Hrsg.). Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg (DBI); RWTH Aachen; Bergische Universität Wuppertal.