

Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr

Ein Technologie- und Wirtschaftlichkeitsvergleich

Berlin, 13.09.2018

Erster Teilbericht des Forschungsvorhabens „StratON – Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge“

Autoren

Sven Kühnel
Florian Hacker
Wolf Görz

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg
Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse der Arbeitspakete 1 „Technologievergleich im Straßengüterverkehr“ und AP 2 „Mögliche Konfigurationen des O-Lkw-Systems“ des Projekts „StratON – Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge“. Das dreijährige Forschungsvorhaben StratON (Laufzeit: 2016-2018) wird im Rahmen des Programms „Erneuerbar Mobil“ durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit gefördert. Das Projektkonsortium besteht aus den Verbundpartnern Öko-Institut e.V. (Projektleitung), Hochschule Heilbronn und Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO in Zusammenarbeit mit der Intraplan Consult GmbH.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|----------------------------------------------------------------------------|------------|
| Tabellenverzeichnis | VII |
| Abbildungsverzeichnis | IX |
| Abkürzungsverzeichnis | XI |
| Zusammenfassung | 1 |
| Executive Summary | 8 |
| 1. Einleitung | 15 |
| 1.1. Hintergrund | 15 |
| 1.2. Zielstellung des Technologievergleichs | 16 |
| 1.3. Struktur des Berichts | 16 |
| 2. Antriebsvarianten, Fahrzeugkonfiguration und Rahmenbedingungen | 17 |
| 2.1. Betrachtete Antriebstechnologien | 17 |
| 2.1.1. Diesel | 17 |
| 2.1.2. LNG | 18 |
| 2.1.3. Elektrischer Antrieb | 18 |
| 2.1.4. Brennstoffzelle | 21 |
| 2.2. Regulierung und rechtliche Rahmenbedingungen | 22 |
| 2.2.1. Regulierung von CO ₂ -Emissionen und Kraftstoffverbrauch | 22 |
| 2.2.2. Regulierung der Luftschadstoff-Emissionen | 22 |
| 2.2.3. Regulierung zu Fahrzeugabmessungen und Gewicht | 23 |
| 2.2.4. Lkw-Maut in Deutschland | 23 |
| 2.2.5. Energiebesteuerung in Deutschland | 24 |
| 2.3. Nutzungsparameter Fernverkehrs-Lkw | 26 |
| 2.4. Betrachtete Fahrzeugkonfigurationen | 26 |
| 2.4.1. Diesel-Lkw | 27 |
| 2.4.2. LNG-Lkw | 27 |
| 2.4.3. Oberleitungs-Lkw (O-Lkw) | 28 |
| 2.4.4. Batterieelektrischer Lkw (BEV) | 29 |
| 2.4.5. Brennstoffzellen-Lkw (FCEV) | 30 |
| 2.5. Fahrzeug-Energieverbrauch | 31 |
| 2.5.1. Diesel-Lkw | 31 |

| | | |
|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.5.2. | LNG-Lkw | 33 |
| 2.5.3. | Elektro-Lkw | 33 |
| 2.5.4. | Brennstoffzellen-Lkw | 35 |
| 2.6. | Chemische und physikalische Eigenschaften der Kraftstoffe | 35 |
| 3. | Treibhausgas-Emissionen der Antriebsalternativen | 36 |
| 3.1. | Direkte THG-Emissionen (TTW-Emissionen) | 36 |
| 3.2. | Indirekte THG-Emissionen (WTT-Emissionen) | 37 |
| 3.3. | Gesamt-THG-Emissionen (WTW-Emissionen) | 38 |
| 3.4. | Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse | 40 |
| 4. | Nutzerkosten (TCO) der Antriebsalternativen im Vergleich | 40 |
| 4.1. | Hintergrund und Zielstellung | 40 |
| 4.2. | Ökonomische Bezugseinheit und Rahmenbedingungen | 41 |
| 4.3. | Batteriekostenentwicklung | 42 |
| 4.4. | Kosten der Fahrzeuganschaffung | 43 |
| 4.4.1. | Methodik und Ergebnisüberblick | 43 |
| 4.4.2. | Erläuterungen zur Herleitung der Fahrzeugpreise | 47 |
| 4.5. | Energiepreise | 52 |
| 4.6. | Energiekosten | 54 |
| 4.7. | Wartungskosten | 56 |
| 4.8. | Lkw-Maut | 57 |
| 4.9. | Ergebnisüberblick: Zeitliche Entwicklung der Nutzerkosten im Vergleich der Antriebsalternativen | 58 |
| 4.10. | Detailbetrachtung der Nutzerkosten (TCO) im Vergleich der Antriebsalternativen für das Jahr 2025 | 60 |
| 4.10.1. | Baseline-Betrachtung | 60 |
| 4.10.2. | Sensitivitäten | 63 |
| 4.11. | Kilometerkosten und Amortisationszeit im Vergleich der Antriebsalternativen | 69 |
| 4.12. | Amortisation der Mehrkosten alternativer Antriebe | 71 |
| 4.13. | Detailbetrachtung von O-BEV und BEV im Vergleich | 72 |
| 4.13.1. | Hintergrund und Zielstellung | 72 |
| 4.13.2. | Analyse des BEV-Konzepts und Diskussion wichtiger technischer Parameter | 73 |
| 4.13.3. | EXKURS: Ultra-Schnellladeinfrastruktur („Megacharger“) | 77 |
| 4.13.4. | Plausible Fahrzeug-Konfigurationen von O-BEV | 77 |
| 4.13.5. | Fazit und Einordnung | 80 |
| 4.14. | Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse | 81 |

| | | |
|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 5. | Energieversorgungsinfrastruktur der Antriebsalternativen | 82 |
| 5.1. | Hintergrund und Ziele | 82 |
| 5.2. | LNG-Tankstellennetz | 83 |
| 5.2.1. | Überblick | 83 |
| 5.2.2. | Technischer Aufbau einer Tankstelle | 84 |
| 5.2.3. | Tankstellendimensionierung | 84 |
| 5.2.4. | Kosten des Tankstellennetzes | 85 |
| 5.3. | Wasserstoff-Tankstellennetz | 85 |
| 5.3.1. | Überblick | 85 |
| 5.3.2. | Technischer Aufbau einer Tankstelle | 86 |
| 5.3.3. | Tankstellendimensionierung | 86 |
| 5.3.4. | Kosten des Tankstellennetzes | 87 |
| 5.4. | Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Lkw | 88 |
| 5.4.1. | Überblick | 88 |
| 5.4.2. | Technischer Aufbau | 89 |
| 5.4.3. | Dimensionierung | 89 |
| 5.4.4. | Kosten des Ladenetzes | 89 |
| 5.5. | Oberleitungssystem | 90 |
| 5.5.1. | Überblick | 90 |
| 5.5.2. | Technischer Aufbau des Oberleitungssystems | 91 |
| 5.5.3. | Genehmigung und Akzeptanz | 94 |
| 5.5.4. | Optimierungsmöglichkeiten für das Oberleitungssystem | 95 |
| 5.5.5. | Technische Ausgestaltungsmöglichkeiten des Oberleitungssystems | 102 |
| 5.5.6. | Kosten des Oberleitungssystems | 105 |
| 5.5.7. | Zusammenfassung | 113 |
| 6. | Gesamtkosten von Fahrzeug und Infrastruktur aus Nutzerperspektive | 114 |
| 6.1. | Hintergrund und Zielstellung | 114 |
| 6.2. | Infrastrukturkosten für zwei Ausbaustufen im Vergleich | 115 |
| 6.2.1. | Frühe Marktphase | 115 |
| 6.2.2. | Markthochlauf | 116 |
| 6.3. | Gesamtkosten für zwei Ausbaustufen der Infrastruktur aus Nutzerperspektive | 117 |
| 6.3.1. | Anmerkungen zur Allokation der Infrastrukturkosten bei den verschiedenen Antriebstechnologien | 117 |
| 6.3.2. | Ergebnis des Gesamtkostenvergleichs aus Nutzerperspektive | 118 |
| 6.3.3. | Einordnung der Investitionskosten für den Aufbau eines Oberleitungsnetzes | 121 |

| | | |
|-------------|-------------------------------------|------------|
| 6.4. | Zusammenfassung und Ausblick | 122 |
| 7. | Literaturverzeichnis | 124 |
| 8. | Anhang | 132 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|---------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 2-1: | Energiesteuersätze für Erdgas als Kraftstoff (LNG und CNG) | 24 |
| Tabelle 2-2: | Annahmen Energiesteuersätze 2015 bis 2030, jeweils nominal und real | 25 |
| Tabelle 2-3: | Nutzungsparameter von Sattelzugmaschinen im Fernverkehrseinsatz | 26 |
| Tabelle 2-4: | Übersicht der betrachteten Fahrzeugkonfigurationen | 27 |
| Tabelle 2-5: | Fahrzeugspezifikationen O-Lkw im Jahr 2025 | 29 |
| Tabelle 2-6: | Fahrzeugspezifikationen BEV im Jahr 2025 | 30 |
| Tabelle 2-7: | Fahrzeugspezifikationen FCEV im Jahr 2025 | 31 |
| Tabelle 2-8: | Energieverbrauch (TTW) von SZM im Fernverkehrszyklus | 33 |
| Tabelle 2-9: | Energieverbrauch elektrischer SZM im Fernverkehrszyklus | 34 |
| Tabelle 2-10: | Chemische und physikalische Eigenschaften der Kraftstoffe | 35 |
| Tabelle 3-1: | CO ₂ -Emissionsfaktoren der Stromerzeugung in Deutschland (Strommix) | 38 |
| Tabelle 3-2: | WTT-CO ₂ -Emissionen der Wasserstoffherstellung | 38 |
| Tabelle 4-1: | Annahmen zur Entwicklung der Batteriekosten auf Batteriesystem-Ebene | 43 |
| Tabelle 4-2: | Annahmen für Technologiekosten und Preis eines Stromabnehmers | 49 |
| Tabelle 4-3: | Kosten und Preise der betrachteten Traktionsbatterien | 50 |
| Tabelle 4-4: | Gesamtkosten des Brennstoffzellenantriebs | 51 |
| Tabelle 4-5: | Spezifische Kosten der Komponenten des Brennstoffzellenantriebs | 51 |
| Tabelle 4-6: | Kilometerkostenvorteil der alternativen Antriebsoptionen im Jahr 2025 | 70 |
| Tabelle 4-7: | Amortisationszeit und jährliche Mindestfahrleistung von Neufahrzeugen im Jahr 2025 für Kostenparität mit Diesel-Lkw | 72 |
| Tabelle 4-8: | Annahmen bezüglich der BEV-Batterien im Jahr 2025 | 75 |
| Tabelle 4-9: | Annahmen wichtiger technischer Parameter im Jahr 2025 | 78 |
| Tabelle 4-10: | Zusammenhang zwischen dem Fahranteil an der Oberleitung und der Batteriebeanspruchung | 79 |
| Tabelle 5-1: | Spezifikationen und Kosten einer LNG-Tankstelle im Jahr 2025 | 84 |
| Tabelle 5-2: | Kosten der LNG-Tankstellennetze | 85 |
| Tabelle 5-3: | Spezifikationen und Kosten einer Wasserstofftankstelle im Jahr 2025 | 87 |
| Tabelle 5-4: | Kosten möglicher Wasserstoff-Tankstellennetze | 88 |
| Tabelle 5-5: | Kosten für die Ladenetze | 90 |
| Tabelle 5-6: | Feldversuche für das Oberleitungssystem (in Betrieb und geplant) | 91 |
| Tabelle 5-7: | Gleichspannungssysteme und ihre zulässigen Grenzen gemäß Norm EN 50163 | 93 |
| Tabelle 5-8: | Vorteile und Nachteile eines Lückenkonzepts* im Vergleich zu einer hohen, nahezu durchgängigen Elektrifizierung** | 97 |
| Tabelle 5-9: | Eckwerte von O-Lkw für die technische Auslegung der Oberleitungsinfrastruktur | 103 |
| Tabelle 5-10: | Technische Ausgestaltungsmöglichkeiten für die O-Infrastruktur | 105 |
| Tabelle 5-11: | Mögliche Ausbauzustände für ein Oberleitungssystem in Deutschland | 108 |

| | | |
|---------------|------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 5-12: | Jährliche Betriebskosten des Oberleitungssystems | 113 |
| Tabelle 6-1: | Infrastrukturkosten für den Aufbau eines Startnetzes | 115 |
| Tabelle 6-2: | Infrastrukturkosten für den Aufbau eines Ausbaunetzes | 116 |
| Tabelle 6-3: | Kosten der Energieversorgungsinfrastruktur pro Fahrzeug bei 5 Jahren Nutzungsdauer | 119 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 2-1: | Konzepte der dynamischen Energieversorgung | 20 |
| Abbildung 2-2: | Schematischer Aufbau eines O-HEV und O-BEV | 28 |
| Abbildung 3-1: | Direkte THG-Emissionen (TTW) pro Kilometer von Diesel- und LNG-Lkw | 37 |
| Abbildung 3-2: | THG-Emissionen pro Kilometer (auf WTW-Basis) verschiedener Lkw-Antriebsoptionen mit prozentualer Veränderung ggü. Diesel-Lkw | 39 |
| Abbildung 4-1 | Prognose der Nutzerkostenstruktur von Diesel-Sattelzügen im Zeitraum 2020 bis 2030 | 41 |
| Abbildung 4-2: | Anschaffungskosten einer Sattelzugmaschine nach Antriebssystem | 45 |
| Abbildung 4-3: | Struktur des Fahrzeugpreises im Jahr 2025 nach Antriebssystem | 48 |
| Abbildung 4-4: | Annahmen zur Entwicklung und Struktur der Energiepreise | 53 |
| Abbildung 4-5: | Jährlicher Energieverbrauch und jährliche Energiekosten von Fernverkehrs-Lkw | 55 |
| Abbildung 4-6: | Jährliche und kilometerbezogene Wartungskosten von Fernverkehrs-Lkw | 57 |
| Abbildung 4-7: | Veränderung der antriebsabhängigen Kosten und Treibhausgasemissionen von Fernverkehrs-Lkw* | 58 |
| Abbildung 4-8: | Antriebsabhängige Nutzerkosten (TCO) von Sattelzugmaschinen im Jahr 2025* | 61 |
| Abbildung 4-9: | Differenz der Nutzerkosten zwischen O-HEV und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer | 64 |
| Abbildung 4-10: | Differenz der Nutzerkosten zwischen O-BEV 100 und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer | 66 |
| Abbildung 4-11: | Differenz der Nutzerkosten zwischen O-BEV 250 und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer | 67 |
| Abbildung 4-12: | Differenz der Nutzerkosten zwischen BEV 800 und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer | 68 |
| Abbildung 4-13: | Differenz der Nutzerkosten zwischen FCEV und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer | 68 |
| Abbildung 4-14: | Kilometerkosten der Antriebsalternativen im Jahr 2025 (Baseline-Annahmen) | 69 |
| Abbildung 4-15: | Zusammensetzung der Energiekosten pro km im Jahr 2025* | 70 |
| Abbildung 4-16: | Erforderliche Kilometerleistung bis zur Amortisation der Mehrkosten von Neufahrzeugen im Jahr 2025 gegenüber Diesel-Lkw | 71 |
| Abbildung 5-1: | Prognostizierte Kosten von Wasserstofftankstellen | 87 |
| Abbildung 5-2: | Technischer Aufbau und Schnittstellen des Oberleitungssystems | 91 |
| Abbildung 5-3: | Energieversorgung des Oberleitungssystems | 92 |
| Abbildung 5-4: | Aufbau eines Oberleitungsstützpunkts | 93 |
| Abbildung 5-5: | Anforderungen an das Oberleitungssystem und Optimierungsmöglichkeiten | 96 |

| | | |
|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 5-6: | Oberleitungsinfrastrukturkosten pro Fahrzeug | 112 |
| Abbildung 6-1: | Nutzerkosten pro Fahrzeug inkl. der Kosten für die Energieversorgungsinfrastruktur* | 120 |
| Abbildung 6-2: | Investitionskosten für den Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur im Kontext von Lkw-Mauteinnahmen und Investitionen in andere Infrastrukturvorhaben | 121 |

Abkürzungsverzeichnis

| Abkürzung | Bedeutung |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| \$ | US-Dollar (Währung) |
| € | Euro (Währung) |
| BEV | Batterieelektrisches Fahrzeug (battery electric vehicle) |
| BMVI | Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur |
| BVWP | Bundesverkehrswegeplan |
| CNG | Komprimiertes Erdgas (compressed natural gas) |
| CO | Kohlenmonoxid |
| CO ₂ | Kohlendioxid |
| CO ₂ e | CO ₂ -Äquivalent (equivalent) |
| C-Rate | Ladeleistung in Bezug auf die Batteriekapazität (capacity) |
| ct | Cent (hundertstel Euro) |
| DOD | Entladetiefe einer Batterie (depth of discharge) |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| E-Lkw | Elektrischer Lkw |
| E-Motor | Elektromotor |
| Erdgas H | Erdgas der Sorte H (high calorific gas) |
| Erdgas L | Erdgas der Sorte L (low calorific gas) |
| ERS | Elektrifizierte Straße, z. B. per Oberleitung (electric road system) |
| EU | Europäische Union |
| Euro VI | Aktuelle europäische Abgasnorm für Nutzfahrzeuge ab 3,5 t |
| FCEV | Brennstoffzellen-Fahrzeug (fuel cell electric vehicle) |
| FFH-Gebiet | Schutzgebiet nach der europäischen Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie |
| FStrG | Bundesfernstraßengesetz |
| GJ | Gigajoule (10 ⁹ Joule), Energieeinheit |
| H ₂ | Wasserstoff (hydrogen) |
| HEV | Hybrid-Fahrzeug mit Verbrennungsmotor als Hauptantrieb (hybrid electric vehicle) |
| HPDI-Motor | Motor mit Hochdruck-Direkteinspritzung (high pressure direct injection) |
| Lkw | Lastkraftwagen |
| LNG | Verflüssigtes Erdgas (liquefied natural gas) |
| MJ | Megajoule (10 ⁶ Joule), Energieeinheit |
| MKS | Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung |
| MW | Megawatt (10 ⁶ Watt), Leistungseinheit |

| Abkürzung | Bedeutung |
|----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MwSt. | Mehrwertsteuer |
| NCA | Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid (Kathodenmaterial von Batteriezellen) |
| NH ₃ | Ammoniak |
| NMC | Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (Kathodenmaterial von Batteriezellen) |
| NO _x | Stickoxide |
| O-BEV | Oberleitungsgebundenes batterieelektrisches Fahrzeug |
| O-BEV 100 | Oberleitungsgebundenes batterieelektrisches Fahrzeug mit 100 km elektrischer Reichweite |
| OEM | Fahrzeughersteller (original equipment manufacturer) |
| O-HEV | Oberleitungsgebundenes Hybrid-Fahrzeug mit Verbrennungsmotor |
| O-Infrastruktur | Oberleitungsinfrastruktur |
| O-Lkw | Oberleitungs-Lkw |
| O-System | Oberleitungssystem |
| p.a. | Pro Jahr (per annum) |
| PHEV | Hybridfahrzeug mit Möglichkeit zur externen Batterieladung (plug-in hybrid electric vehicle) |
| Pkw | Personenkraftwagen |
| PM | Partikel (particulate matter) |
| REEV | Elektrofahrzeug mit Aggregat zur Reichweitenverlängerung (range extended electric vehicle) |
| StratON | Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge (Forschungsvorhaben) |
| SZM | Sattelzugmaschine |
| TCO | Anschaffungs- und Betriebskosten aus Nutzersicht (total cost of ownership) |
| TEN-V | Trans-Europäische-Verkehrsnetze (Trans-European Networks) |
| THG | Treibhausgas(e) |
| TTW | Bilanzraum „Tank bis Rad“ (tank to wheel) |
| U _{max/min} | Maximale/minimale Spannung |
| UVP | Umweltverträglichkeitsprüfung |
| V _{DC} | Spannung (Volt) im Gleichspannungssystem (direct current) |
| WTT | Bilanzraum „(Energie-)Quelle bis Tank“ (well to tank) |
| WTW | Bilanzraum „(Energie-)Quelle bis Rad“ (well to wheel) |
| ZEV | Null-Emissions-Fahrzeug (zero emission vehicle) |

Zusammenfassung

Nach dem „Klimaschutzplan 2050“ der Bundesregierung sollen die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors bis zum Jahr 2030 um 40 bis 42 % im Vergleich zu 1990 auf 95 bis 98 Mio. t sinken (BMUB 2016). Bis 2050 ist angesichts der Ziele von Paris eine praktisch vollständige Reduktion der CO₂-Emissionen des Verkehrs notwendig. Der derzeitige Trend zeigt jedoch in eine andere Richtung: In den letzten Jahren sind die THG-Emissionen des Verkehrs durch Zunahme der Fahrleistungen wieder angestiegen und lagen im Jahr 2017 bei mehr als 170 Millionen Tonnen (UBA und BMU 2018). Davon werden ca. 40 Mio.t von Nutzfahrzeugen (Lkw >3,5 t zulässiges Gesamtgewicht) verursacht – mit steigender Tendenz (Zimmer et al. 2016). Der Straßengüterfernverkehr steht angesichts eines prognostizierten, weiterhin starken Wachstums, einer sehr hohen Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen und bisher nicht konkurrenzfähigen alternativen Antriebstechnologien daher mit Blick auf die erforderliche Minderung der Treibhausgasemissionen vor erheblichen Herausforderungen. Selbst bei einer möglichst starken Verlagerung von Güterverkehren auf die Schiene wird der Straßengüterfernverkehr in Zukunft einen großen Anteil an der Güterverkehrsleistung erbringen. Daher ist die Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs eine zwingend notwendige Voraussetzung zur Erreichung der Klimaziele.

Im Rahmen des durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit geförderten Forschungsvorhabens „StratON – Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge“ untersucht ein Projektkonsortium unter Leitung des Öko-Instituts die Potenziale von oberleitungsgebundenen schweren Nutzfahrzeugen im Straßengüterfernverkehr als mögliche Technologiealternative.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse des Technologievergleichs auf Fahrzeugebene und unter Berücksichtigung der jeweiligen Infrastrukturerfordernisse. Weitere laufende Arbeiten beschäftigen sich mit Fragen der Netzentwicklung, möglichen Geschäftsmodellen und einer Gesamtsystembewertung auf Basis von Markthochlaufszszenarien. Diese weiteren Aspekte werden in späteren Veröffentlichungen thematisiert.

Folgende zentrale Ergebnisse gehen aus dem Technologievergleich des Projekts StratON hervor:

Dem Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur stehen keine grundsätzlichen Hemmnisse entgegen und unterschiedliche Realisierungsvarianten sind möglich.

Oberleitungssysteme zur elektrischen Stromversorgung von Fahrzeugen sind eine seit langem etablierte Technologie, die ihre verlässliche und energieeffiziente Funktionsweise in vielen Anwendungen bereits bewiesen hat. Dennoch lassen sich weder die existierenden technischen Systeme noch die Erfahrungen zu Genehmigung und Akzeptanz unmittelbar auf den Anwendungsfall der O-Lkw übertragen. Bisherige Erfahrungen aus der Genehmigung und dem Aufbau erster Teststrecken im öffentlichen Raum sowie die Einschätzungen von Fachleuten legen jedoch nahe, dass der Umsetzung eines O-Netzes entlang von Bundesautobahnen keine grundsätzlichen technischen und genehmigungsrechtlichen Aspekte entgegen stehen. Da O-Lkw auch auf nicht-elektrifizierten Streckenabschnitten fahren können (je nach Konfiguration mit Batterie oder Verbrennungsmotor), stellt eine durchgehende Oberleitung keine Grundvoraussetzung für die Funktionsfähigkeit des Systems dar. Auch Straßenabschnitte, die aus technischen (z. B. Talbrücken, Autobahnkreuze und Tunnel) oder aus genehmigungsrechtlichen Gründen (z. B. Gebiete mit erhöhter ökologischer Relevanz) nicht oder nur mit hohem Aufwand elektrifiziert werden können, können also dennoch in ein Gesamtnetz integriert werden. Maximal 10 % des deutschen Autobahnnetzes werden aus den o.g. Gründen als nicht oder nur schwer elektrifizierbar eingeschätzt.

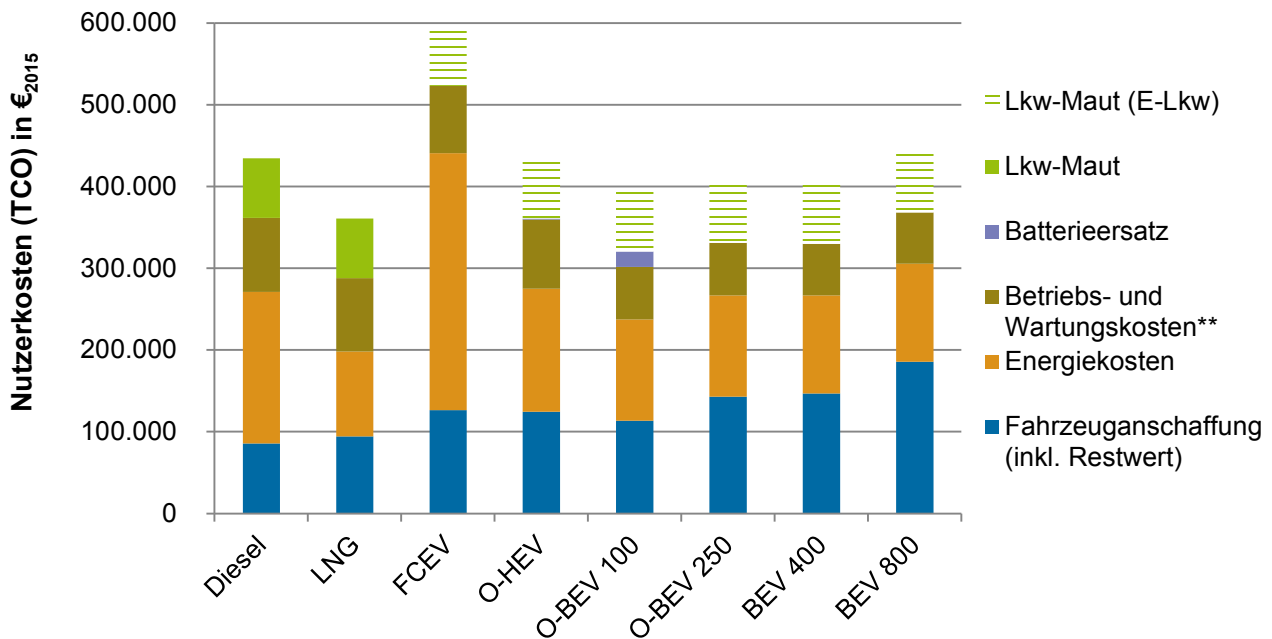
In der Studie werden zwei mögliche Ausgestaltungsvarianten des Oberleitungsnetzes mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen diskutiert, die zum einen mögliche Umsetzungsrestriktionen und zum anderen auch sich über die Zeit wandelnde Systemanforderungen aufgreifen können. Bei der Umsetzung eines sogenannten „Lückenkonzpts“ werden jeweils nur Teilabschnitte elektrifiziert und es verbleiben größere Lücken zwischen den elektrifizierten Teilstücken. Diese Variante ist gegenüber einer nahezu kontinuierlichen Elektrifizierung weniger material- und kostenintensiv und kritische Abschnitte in Bezug auf technische Realisierbarkeit und optische Beeinträchtigung können ausgespart werden. Gleichzeitig reduziert sich jedoch der elektrische Fahranteil von Oberleitungs-Hybridfahrzeugen (O-HEV), die in nicht-elektrifizierten Abschnitten auf den Verbrennungsmotor angewiesen sind. Bei batterieelektrischen O-Lkw (O-BEV) erhöht sich auf den elektrifizierten Abschnitten der Leistungsbedarf, weil die Batterie für die Überbrückung der nächsten Lücke nachgeladen werden muss. Eine weitgehend kontinuierliche Elektrifizierung maximiert den elektrischen Fahranteil und somit das Emissionsminderungspotenzial von Fahrzeugen ohne nennenswerte Batteriekapazität (O-HEV) und reduziert die Beanspruchung der Batterie (Ladeleistung, Ladezyklen) von O-BEV. Zudem verringert sich für die O-Infrastruktur die Leistungsnachfrage pro elektrifiziertem Kilometer. Gleichzeitig erhöhen sich auf Seiten der Infrastruktur der Material- und Kostenaufwand sowie die Möglichkeit von Konflikten in sensiblen Abschnitten.

Beide Ausgestaltungsvarianten stehen nicht in Konkurrenz, sondern können auf unterschiedlichen Strecken bzw. zu verschiedenen Zeitpunkten besonders vorteilhaft sein. Denkbar ist beispielsweise auch ein nachträglicher Lückenschluss, wenn beispielsweise die Anzahl der Fahrzeuge und damit die Energienachfrage steigt. Das System kann somit unter Nutzung verschiedener Flexibilitäten veränderten Anforderungen im Zeitverlauf gerecht werden.

Oberleitungs-Lkw erzielen bereits im Jahr 2025 geringere Nutzerkosten über eine typische Nutzungsdauer von 5 Jahren als vergleichbare Dieselfahrzeuge

Der wirtschaftliche Betrieb von Lkw im Straßengüterfernverkehr ist eine zentrale Voraussetzung für deren Markterfolg. Die vergleichende Analyse der Nutzerkosten für unterschiedliche Antriebskonzepte zeigt für eine typische Lkw-Nutzungsdauer von 5 Jahren, dass O-Lkw bereits im Jahr 2025 unter den getroffenen Annahmen Kostenvorteile gegenüber Dieselfahrzeugen erzielen können. Die höheren Anschaffungskosten werden durch geringere Energie- und Wartungskosten mehr als kompensiert. Auch rein elektrische Fern-Lkw mit 400 und 800 km Reichweite (BEV 400/800) können bis dahin die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreichen, während Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) weiterhin deutlich höhere Kosten aufweisen und unter den getroffenen Annahmen nicht konkurrenzfähig sind. Hauptursachen sind die hohen Bereitstellungskosten von Wasserstoff mittels Elektrolyse und der – im Vergleich zur direkten Stromnutzung – höhere Energieverbrauch. Lkw, die mit verflüssigtem Erdgas (LNG) angetrieben werden, können im Jahr 2025 die günstigsten Gesamtkosten aufweisen, zumindest unter der Annahme, dass die Mautkosten elektrisch betriebener Lkw nicht deutlich unter denen von LNG-Fahrzeugen liegen und sich der Erdgaspreis nicht wesentlich gegenüber dem heutigen Niveau erhöht.

In der vorteilhaftesten Fahrzeugkonfiguration als O-Lkw mit vergleichsweise kleiner Traktionsbatterie (O-BEV 100) können sich die Mehrkosten bereits nach 1,5 Jahren im Betrieb amortisieren. O-Lkw mit konventionellem Hybridantrieb (O-HEV) liegen beim zugrunde gelegten elektrischen Fahranteil von 50 % auf dem Kostenniveau von Diesel-Lkw. Bei einem höheren elektrischen Fahranteil reduziert sich die Amortisationszeit jedoch ebenfalls auf unter 5 Jahre. Den größten Einfluss auf die Nutzerkosten von alternativen Antriebssystemen haben die kilometerabhängigen Kosten – d. h. Energiepreise, Mauthöhe und Wartungskosten. Die Unsicherheit des Fahrzeugrestwertes und auch der Batteriepreisentwicklung – jenseits der Fahrzeuge mit sehr großer Traktionsbatterie – ist hingegen von deutlich geringerem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

Abbildung I: Antriebsabhängige Kosten von Sattelzugmaschinen im Jahr 2025*


* Kosten exkl. MwSt, Baseline-Annahmen, 5 Jahre Nutzungsdauer

** Wartung, Reparatur, Schmierstoffe, AdBlue

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Oberleitungs-Lkw erreichen bereits im Jahr 2025 auch bei Nutzung des deutschen Strommixes einen signifikanten Klimavorteil gegenüber dem Dieselvergleichsfahrzeug

Die erforderliche, drastische Minderung der Treibhausgasemissionen des Verkehrs ist die Haupttriebfeder für die Diskussion von Antriebsalternativen im Straßengüterfernverkehr zum etablierten Diesel-Lkw. Noch stärker als beim Personenkraftwagen (Pkw) werden bei Fern-Lkw die Treibhausgasemissionen angesichts der hohen Jahresfahrleistung von der Nutzungsphase¹ dominiert.

Im Vergleich der Antriebstechnologien zeigen die elektrischen Fahrzeugvarianten bis zum Jahr 2030 die höchsten Treibhausgas-Minderungspotenziale. Trotz ambitionierter Annahmen zur Effizienzsteigerung bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor im gleichen Zeitraum und einer Stromerzeugung, die auch im Jahr 2030 noch zu über 40 % auf fossilen Energieträgern beruht, erzielen O-Lkw im Jahr 2025 in der Betriebsphase einen Emissionsvorteil von bis zu 25 % und von bis zu 32 % im Jahr 2030 gegenüber dem Dieselreferenzfahrzeug. Bezogen auf heutige Diesel-Fern-Lkw bedeutet dies sogar eine Halbierung der betriebsbedingten Treibhausgasemissionen. Rein batterieelektrische Lkw (BEV) können sogar noch minimal höhere Emissionsminderungen im Betrieb erzielen, allerdings bei einem höheren fahrzeugseitigen Ressourcenbedarf und tendenziell höheren Emissionen in der Herstellungsphase. Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) haben bei Herstellung von Wasserstoff auf Basis des deutschen Strommixes angesichts der geringeren Gesamtenergieeffizienz aktuell mehr als doppelt so hohe Treibhausgasemissionen wie Diesel-Lkw. Und auch im Jahr 2030 beträgt der Emissionsnachteil unter diesen Annahmen – trotz zunehmendem Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung – noch 50 %. Die mittelfristig bestehenden Treibhausgasminderungspotenziale von LNG-Lkw müssen im Zusammenhang mit der Tatsache bewertet werden, dass eine über das dargestellte Ni-

¹ Die Emissionen aus der Fahrzeugherstellung und -entsorgung fallen angesichts der hohen Jahresfahrleistung im Vergleich zu Pkw deutlich weniger stark ins Gewicht.

veau hinausgehende Minderung auf Basis von fossilem Methan kaum noch möglich ist und damit in dieser Ausgestaltung keine langfristige Dekarbonisierungsoption darstellt. Eine zunehmende Nutzung von synthetischem Methan auf Basis von EE-Strom wäre nach heutigem Kenntnisstand auch jenseits von 2030 mit höheren Kraftstoffkosten verbunden. Außerdem ist die Gesamtenergieeffizienz (WTW-Wirkungsgrad) deutlich geringer als bei einer direkten Stromnutzung in Elektrofahrzeugen.

Insgesamt weisen die elektrischen Fahrzeugvarianten (BEV, O-BEV) die höchste Energieeffizienz (TTW) auf. Ihr Endenergiebedarf ist etwa halb so hoch wie bei Diesel- und LNG-Fahrzeugen. Brennstoffzellenfahrzeuge sind im Betrieb zwar ebenfalls (etwa 15 %) effizienter als konventionelle Lkw. Die elektrolytische Wasserstoffherstellung führt aber zu einem mehr als doppelt so hohen Gesamtenergiebedarf (WTW) im Vergleich zur direkten Stromnutzung. Bei der gleichen Menge an eingesetztem Strom aus erneuerbaren Energien können Fahrzeuge mit direkter Stromnutzung daher auch die größte Minderung an Treibhausgasemissionen pro Kilometer generieren.

Das O-Lkw-System bietet zahlreiche Synergien mit batterieelektrischen Lkw und kann als dynamische Ladeinfrastruktur fungieren.

Hohe Tagesfahrleistungen und hohe spezifische Energieverbräuche von Fern-Lkw haben bislang den Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen angesichts der sehr hohen Batteriekosten und des erheblichen Zusatzgewichts unwahrscheinlich gemacht. Angesichts der fortschreitenden Batterieentwicklung und entsprechender Produktankündigungen wird der batterieelektrische Betrieb von Fern-Lkw mittlerweile ernsthaft diskutiert. Die Gesamtkostenanalysen weisen auf vergleichbare Nutzerkosten zum O-Lkw und eine Wirtschaftlichkeit des Fahrzeugbetriebs gegenüber dem Referenz-Dieselfahrzeug in den kommenden 5 bis 10 Jahren hin. Die Hauptherausforderung für den Einsatz von batterieelektrischen Lkw stellt, neben der Integration einer Batterie mit 600 bis 1.200 kWh Kapazität ins Fahrzeug, der Aufbau eines Netzes an Hochleistungsladepunkten dar. Zudem ist mit dem batterieelektrischen Antrieb eine Minderung der Nutzlast durch das erhebliche Batteriegewicht verbunden, die bei schweren Gütern zusätzliche Fahrten erforderlich machen kann und sich damit negativ auf die Kosten und die THG-Emissionen des Transports auswirkt.

Das Oberleitungssystem ermöglicht es, die Batterie von elektrischen Fern-Lkw deutlich kleiner auszuliegen und ihre Beanspruchung gering zu halten, so dass sich deutliche Vorteile des O-Lkw in Bezug auf Nutzlast und Ressourceneinsatz gegenüber der batterieelektrischen Konfiguration ergeben. Der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur auf hoch ausgelasteten Autobahnabschnitten bietet zudem die Möglichkeit, eine öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur möglichst vielen Nutzern zur Verfügung zu stellen und somit den Durchbruch des elektrischen Antriebs im Straßengüterverkehr zu beschleunigen. Hinsichtlich Aufwand und Kosten für die Integration in die bestehende Stromversorgungsinfrastruktur (bzw. deren Ertüchtigung) stellt das Oberleitungssystem, das im Vergleich zu Hochleistungsladestationen an Autobahnraststätten einen räumlich und zeitlich gleichmäßigeren Leistungsbedarf erwarten lässt, die günstigere Option dar. Außerdem dürfte die Möglichkeit zur dynamischen Energieversorgung und Batterieladung während der Fahrt mit Blick auf autonom fahrende elektrische Lkw, die auf Ruhezeiten der Fahrer verzichten können, zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen.

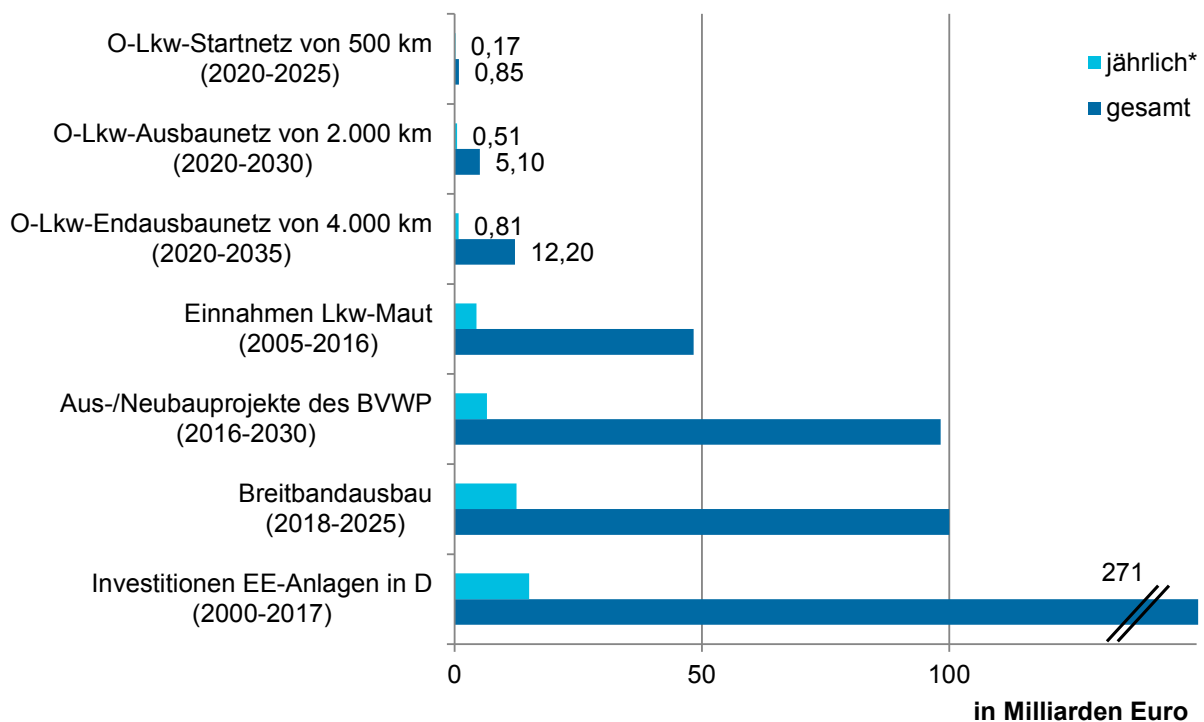
Im Vergleich der beiden Technologien lassen sich jedoch auch Synergien zwischen den beiden Ansätzen erkennen. Die beiden Antriebskonzepte weisen im technischen Aufbau viele Parallelen auf, so dass beide Konzepte von Fortschritten bei der Entwicklung und Produktion von elektrischen Nutzfahrzeugen und ihren Schlüsselkomponenten profitieren. Diese können zu einer schnelleren Kostendegression und ggf. einer höheren Modellverfügbarkeit führen. Zudem stellt ein mögliches stationäres Schnellladenetz für batterieelektrische Lkw (BEV) auch für O-Lkw mit Traktionsbatterie (O-BEV) ein ergänzendes Energieversorgungsnetz zur Batterieladung jenseits elektrifizierter Straßenabschnitte dar und erweitert damit das Einsatzspektrum. Im regionalen Verteilverkehr können BEV mit geringerer

elektrischer Reichweite bereits kurzfristig zum Einsatz kommen und somit einen frühen Nachfragemarkt schaffen.

Der Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur ist mit verhältnismäßig geringen Investitionen verbunden. Eine Kostenumlegung auf die Nutzer würde einen wirtschaftlichen Fahrzeugeinsatz in der frühen Marktphase jedoch verhindern.

Der Aufbau und die Verfügbarkeit der erforderlichen Energieversorgungsinfrastruktur ist für den Markterfolg einer alternativen Antriebstechnologie im Straßengüterverkehr von zentraler Bedeutung, um mit der etablierten Dieselsystem und dem flächendeckenden Tankstellennetz konkurrieren zu können. Die frühe Marktphase stellt sich dabei als besonders kritisch dar, da zum einen eine geringe Infrastrukturdichte die Attraktivität des alternativen Energieversorgungssystems schmälert und zum anderen eine zunächst geringe Auslastung sich negativ auf den wirtschaftlichen Betrieb der Infrastruktur auswirkt.

Abbildung II: Investitionskosten für den Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur im Kontext von Lkw-Mauteinnahmen und Investitionen in andere Infrastrukturvorhaben**



*durchschnittliche jährliche Maut-Einnahmen bzw. Infrastrukturinvestitionen im angegebenen Zeitraum

**die ansteigenden Infrastrukturkosten pro Kilometer mit zunehmendem Netzausbau (vom Start- bis zum Endausbaunetz) begründen sich mit der unterstellten zunehmenden Leistungsfähigkeit der Infrastruktur.

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur ist im Vergleich zu den anderen betrachteten Energieversorgungssystemen (LNG, Wasserstoff, stationsbasierte Stromversorgung) mit den höchsten Investitionskosten pro Fahrzeug verbunden. Die Infrastrukturkosten für ein Startnetz, das auf eine vergleichbare Fahrzeuganzahl ausgelegt ist, betragen für LNG etwa ein Zehntel, für Wasserstoff etwa ein Drittel und für Hochleistungsstationen knapp zwei Drittel der Kosten für eine frühe Ausbaustufe des Oberleistungssystems. Im Vergleich zu anderen Investitionen in Zukunftstechnologien oder im Ver-

kehrssektor stellt sich der Investitionsbedarf für den Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur jedoch moderat dar. Ein rascher Ausbau des Netzes bis zum Jahr 2030 (Endausbaunetz mit 4.000 km Länge) wäre mit jährlichen Kosten von etwa 20 % der aktuellen jährlichen Mautentnahmen verbunden.

Eine Umlegung der Investitionskosten für den Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur auf die Nutzer würde den wirtschaftlichen Betrieb der Lkw in der frühen Marktphase verhindern. Wenn die O-Infrastruktur des Startnetzes halb bzw. voll ausgelastet ist, würde die zusätzliche Umlage der Infrastrukturkosten 20 bzw. 10 % der Gesamtnutzerkosten darstellen. Eine Refinanzierung des Ausbaus durch alle Marktteilnehmer wäre über eine generelle Mautanhebung um etwa 6 % möglich. Zur Einordnung: durch die jüngst beschlossene Mautausweitung wird mit jährlichen Zusatzeinnahmen von über 50 % gerechnet.

Insbesondere in der frühen Marktphase erscheint es daher ratsam, den Infrastrukturaufbau nicht den Fahrzeugen mit alternativem Antrieb anzulasten, sondern auf andere Weise zu refinanzieren. Angesichts der moderaten Gesamtinvestitionen, die zum Aufbau der alternativen Versorgungsinfrastrukturen notwendig sind, wäre insbesondere in der Frühphase auch die zeitgleiche Investition in mehrere Energieversorgungssysteme, also z. B. sowohl in ein Oberleitungssystem als auch in Hochleistungslandstationen, bei verhältnismäßig geringem Investitionsrisiko denkbar. Auf diese Weise könnte eine frühzeitige Technologiefestlegung vermieden und die zuvor skizzierten Synergien verschiedener Antriebs- und Versorgungssysteme genutzt werden.

Die Wirtschaftlichkeit von alternativen Antriebsoptionen bei Fern-Lkw ist eine notwendige Bedingung für deren Einsatz. Der Markterfolg lässt sich aber nur mit weiteren Veränderungen sicherstellen.

Konkurrenzfähige Nutzerkosten sind für den Markterfolg von Antriebsalternativen im Güterverkehr zentral. Jedoch können aus mehreren Gründen aus den aufgezeigten Gesamtkostenvorteilen nicht automatisch Marktpotenziale abgeleitet werden.

So ist die Wirtschaftlichkeit maßgeblich von der Entwicklung der Rahmenbedingungen abhängig, diese sind aber teilweise mit hohen Unsicherheiten (z. B. Entwicklung von Ölpreis und Energiesteuer) behaftet. Die denkbare Schwankungsbreite dieser Größen liegt im Bereich der Kostenunterschiede der Antriebstechnologien und stellt somit eine Unsicherheit für Entscheider dar. Auch die tatsächlichen Fahrzeugpreise und die Modellverfügbarkeit wird von der Unternehmensstrategie der Lkw-Hersteller beeinflusst und kann nicht sicher anhand von Technologiekosten abgeleitet werden. Zudem hat, wie aufgezeigt, die Art der Refinanzierung und Umlegung der Infrastrukturkosten einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Fahrzeugbetriebs. Um den Einsatz von Antriebsalternativen für Nutzer attraktiv zu gestalten, ist daher die Sicherstellung einer ausreichenden Energieversorgungsinfrastruktur sowie eines wirtschaftlichen Fahrzeugbetriebs notwendig. Neben einem staatlich initiierten Infrastrukturaufbau müssen monetäre und nicht-monetäre Anreize gesetzt bzw. längerfristig sichergestellt werden. Die Marktentwicklung wird also maßgeblich durch die politische Rahmensetzung beeinflusst. Nicht zuletzt spielt daher eine Rolle, als wie verbindlich die beteiligten Marktakteure das politische Bestreben zur Einhaltung der gesetzten Treibhausgasreduzierungsziele bewerten und eine sich daraus ableitende Instrumentierung zur Treibhausgasreduzierung, z. B. durch eine stärkere Orientierung von Steuern und Abgaben an den Emissionen, erwarten.

Bei einer möglichen staatlichen Förderung von Antriebsalternativen sollte beachtet werden, welche Antriebs- und Energieversorgungskonzepte die längerfristige Perspektive einer vollständigen Dekarbonisierung bieten und wie antriebsspezifische Emissionsvorteile zukünftig honoriert werden können. So stellt LNG beispielsweise aktuell eine kostengünstige Option für die kurzfristige Treibhausgasreduzierung durch den Wechsel auf einen weniger kohlenstoffhaltigen Kraftstoff dar, stellt aber keine kos-

tengünstige und effiziente Lösung für die perspektivisch erforderliche, vollständige Dekarbonisierung dar.

Wie und unter welcher Verantwortung der Infrastrukturaufbau bewerkstelligt werden kann, welche frühen Logistik-Anwendungen für den Einsatz von alternativ betriebenen Fern-Lkw in Frage kommen und welche volkswirtschaftlichen Gesamtkosten und ökologischen Wirkungen mit den verschiedenen denkbaren Dekarbonisierungsstrategien verbunden sind, sind zentrale Fragestellungen im weiteren Verlauf des Forschungsvorhabens StratON. Der vorliegende Bericht liefert hierfür eine wichtige Grundlage zu den verfügbaren Technologien und ihren Eigenschaften. Eine Einordnung in den verkehrlichen Gesamtkontext wird in den folgenden Arbeitsschritten und Veröffentlichungen erfolgen.

Executive Summary

According to the Federal Government's "Climate Protection Plan 2050", greenhouse gas emissions in the transport sector are to be reduced by 40 to 42% by 2030 compared with 1990 to 95-98 million tonnes (BMUB 2016). In view of the Paris objectives, an almost complete reduction in CO₂ emissions from transport is necessary by 2050. However, the current trend shows a different direction: in recent years, GHG emissions from transport have risen again as a result of an increase in mileage and exceeded 170 million tonnes in 2017 (UBA & BMU 2018). Of this, approx. 40 million tons are caused by utility vehicles (trucks > 3.5 t gross vehicle weight) - with an increasing tendency (Zimmer et al. 2016). Long-distance road haulage is therefore facing considerable challenges in view of the projected continued strong growth, a very high dependence on fossil fuels and alternative drive technologies that have not yet been competitive in terms of the necessary reduction of greenhouse gas emissions. Even if freight traffic is shifted as much as possible to rail, long-distance road freight transport will still account for a large share of freight traffic in the future. Therefore, the decarbonisation of road freight transport is an imperative prerequisite for achieving the climate targets.

Within the research project "StratON – Evaluation and Implementation Strategies for Heavy Commercial Vehicles" funded by the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, a project consortium led by Oeko-Institut is investigating the potential of overhead catenary heavy duty vehicles (OC-HDV) in long-distance road haulage as a possible technological alternative.

This report documents the results of the technology comparison at vehicle level and taking into account the respective infrastructure requirements. Further ongoing work is dealing with questions of network development, possible business models and an overall system evaluation based on market ramp-up scenarios. These other aspects will be discussed in later publications.

The following key results emerge from the technology comparison of the StratON project:

There are no fundamental obstacles to the construction of an overhead catenary infrastructure and different implementation variants are possible.

Overhead catenary systems for the electrical power supply of vehicles are a long-established technology that has already proven its reliability and energy-efficient operation in many applications. Nevertheless, neither the existing technical systems nor the experience with approval and acceptance can be directly transferred to the application of overhead catenary heavy-duty vehicles (OC-HDV). However, experience to date from the approval and construction of initial test tracks in public space and the estimates of experts suggest that the implementation of an OC-network along federal motorways does not conflict with any fundamental technical and legal aspects. Since OC-HDV can also travel on non-electrified sections (depending on the configuration with battery or internal combustion engines), a continuous overhead catenary line is not a prerequisite for the functionality of the system. Thus, road sections that cannot be electrified or can only be electrified at great expense for technical reasons (e.g. valley bridges, motorway junctions and tunnels) or for legal reasons (e.g. areas with increased ecological relevance) can still be integrated into an overall network. For the aforementioned reasons, a maximum of 10% of the German motorway network is estimated to be not electrifiable or difficult to electrify.

This study explores two possible design variants of the overhead catenary network with different advantages and disadvantages, which may take into account possible implementation restrictions on the one hand and system requirements that change over time on the other. In the implementation of a so-called "gap concept", only some sections are electrified and larger gaps remain between the electrified segments. Compared to almost continuous electrification, this variant is less material- and cost-

intensive and critical sections with regard to technical feasibility and visual impairment can be avoided. At the same time, the share of electric driving of overhead catenary hybrid vehicles (OC-HEV) which are dependent on the combustion engine in non-electrified sections is reduced. For overhead catenary battery-electric vehicles (OC-BEV), the power requirement increases on the electrified sections because the battery must be recharged to bridge the next gap.

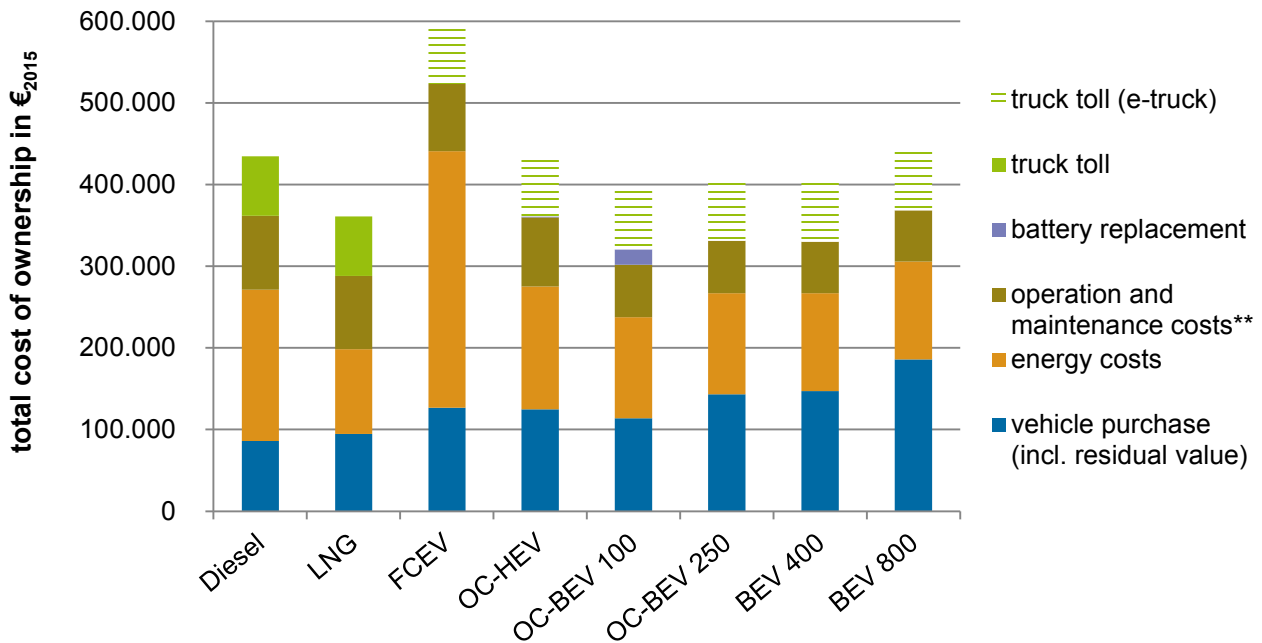
An almost complete electrification maximises the share of electric driving and thus the emission reduction potential of vehicles without significant battery capacity (OC-HEV) and reduces the strain on the battery (charging power, charging cycles) of OC-BEV. In addition, the demand for power per electrified kilometer for the OC-infrastructure will be reduced. On the other hand, the amount of materials, costs and the likelihood of conflicts in sensitive sections caused by the infrastructure are increasing. Both design variants are not in competition, but can be particularly advantageous on different routes or at different times. It is also conceivable that the closure of gaps could be achieved if the number of vehicles and thus the demand for energy increases. The system can thus meet changing requirements over time using various flexibilities.

Overhead catenary trucks will already achieve lower user costs over a typical operating time of 5 years than comparable diesel vehicles in 2025

The economical operation of long-haul trucks is a key prerequisite for their market success. The comparative analysis of user costs for different powertrain systems shows that, for a typical truck operating time of 5 years, OC-HDV can achieve cost benefits compared to diesel vehicles already in 2025 under the assumed conditions. The higher procurement costs are more than offset by lower energy and maintenance costs. Even purely electric long-distance trucks with a range of 400 and 800 km (BEV 400/800) can reach the economic threshold by then, while fuel cell vehicles (FCEV) continue to have significantly higher costs and are not competitive under the presumed circumstances. The main reasons are the high supply costs of hydrogen produced from electrolysis and the higher energy consumption compared to the direct use of electricity. Trucks powered by liquefied natural gas (LNG) may have the lowest overall costs in 2025, at least assuming that the toll costs of electrically powered trucks are not significantly lower than those of LNG vehicles and the price of natural gas does not increase significantly compared to current levels.

In the most advantageous vehicle configuration as an OC-HDV with a comparatively small traction battery (OC-BEV 100), the additional costs can pay for themselves after just 1.5 years of operation. OC-HDV with conventional hybrid drive (OC-HEV) with an electric drive share of 50% are on the same cost level as diesel trucks. If the share of electric driving is increased, the payback period is reduced to less than 5 years. The biggest influence on the user costs of alternative drive systems result from kilometre-dependent costs – i.e. energy prices, toll rates and maintenance costs. The uncertainty of the residual value of the vehicle and also the development of battery prices – besides vehicles with very large traction batteries – has a significantly lower impact on the economic operation.

Figure I: Powertrain-related costs for semi-trailer tractors in the year 2025*



*costs excl. VAT, baseline assumptions, 5 years of operation

**maintenance, repair, lubricants, AdBlue

Source: Oeko-Institut

Overhead catenary trucks will already achieve a significant climate advantage compared to the diesel reference vehicle by 2025, even when using the German electricity mix

The required sharp reduction in greenhouse gas emissions from transport is the main driving force for the discussion of alternative propulsion systems in long-distance road freight transport to the established diesel truck. In the case of long-distance trucks, greenhouse gas emissions are even more dominated by the use phase than in the case of passenger cars, given the high annual mileage.

When comparing the different types of propulsion technologies, the electric vehicle variants have the highest greenhouse gas reduction potential up to 2030. Despite ambitious assumptions on increasing the efficiency of internal combustion engine vehicles in the same period and electricity generation that will still be based on fossil energy carriers by more than 40% in 2030, OC-HDV can achieve an emissions advantage of up to 25% in 2025 in the operating phase and up to 32% in 2030 compared to the diesel reference vehicle. Compared with today's long-distance diesel trucks, this translates into a halving of operating greenhouse gas emissions. Purely battery-powered trucks (BEV) can even achieve slightly higher emission reductions in operation, but with higher resource requirements on the vehicle side and a tendency towards higher emissions in the production phase. Fuel cell vehicles (FCEV) produce more than twice as much greenhouse gas emissions as diesel trucks when generating hydrogen on the basis of the German electricity mix due to their lower overall energy efficiency. And even in 2030 the emission disadvantage under these assumptions – despite the increasing share of renewable energies in electricity generation – still amounts to 50%.

It is important to evaluate the medium-term greenhouse gas reduction potential of LNG trucks in the context of the fact that a reduction based on fossil methane that goes beyond the level outlined above is hardly possible and consequently does not represent a long-term decarbonisation option in this respect. According to the current state of knowledge, an increasing use of synthetic methane based on

renewable electricity would be associated with higher fuel costs even beyond 2030. In addition, the overall energy efficiency (WTW) is significantly lower than when used directly in electric vehicles.

Overall, the electric vehicle variants (BEV, OC-BEV) have the highest energy efficiency (TTW). Their final energy demand is about half that of diesel and LNG vehicles. Fuel cell vehicles are more efficient in operation than conventional trucks (about 15%). The electrolytical production of hydrogen, however, leads to a total energy requirement (WTW) that is more than twice as high as the direct use of electricity. With the same amount of electricity used from renewable energies, vehicles with direct electricity use can consequently achieve the greatest reduction in greenhouse gas emissions per kilometre.

The overhead catenary system offers many synergies with battery-powered trucks and can serve as a dynamic charging infrastructure.

High daily mileages and high specific energy consumption of long-distance trucks have so far made the use of battery-powered vehicles unlikely in view of the very high battery costs and the considerable additional weight. In view of the progressing battery development and relevant product announcements, the battery-electric operation of long-distance trucks is meanwhile the subject of serious discussion. The analysis of the total costs indicates comparable user costs to OC-HDV and an economical operation of the vehicle compared to the reference diesel vehicle over the next 5 to 10 years. The main challenge for the deployment of battery-powered trucks, in addition to the integration of a 600 to 1,200 kWh battery into the vehicle, is the construction of a network of high-performance charging points. Moreover, the battery-powered propulsion reduces the payload due to the considerable weight of the battery, which can make additional trips necessary for heavy goods and thus have a negative impact on the costs and GHG emissions of transport.

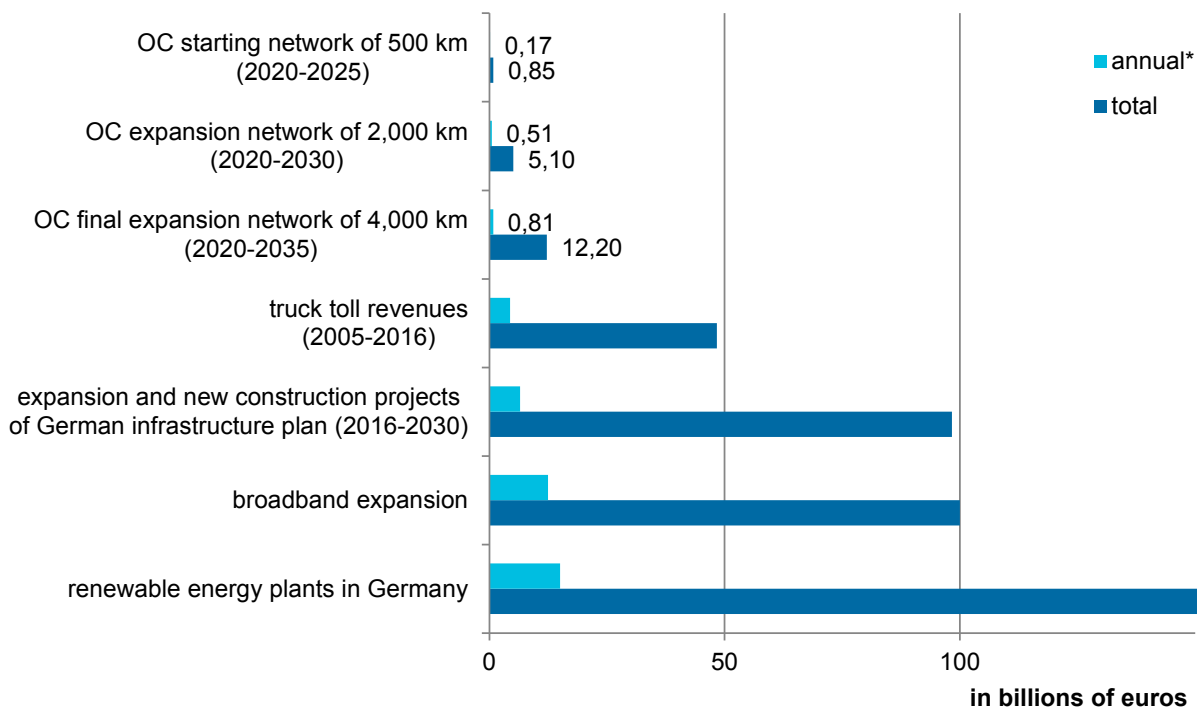
The catenary system makes it possible to design the battery of electric long-distance trucks much smaller and to keep the stress on the battery lower, resulting in significant advantages of the OC-HDV in terms of payload and use of resources compared to the battery-powered configuration. Establishing an overhead catenary infrastructure on busy motorway sections also offers the possibility of making a publicly accessible charging infrastructure available to as many users as possible and thus accelerating the breakthrough of electric drivetrains in road freight transport. With regard to the effort and costs for the integration into the existing power supply infrastructure (or its upgrading), the overhead line system, which compared to high-performance charging stations at motorway service stations can be expected to require a more uniform power demand in terms of space and time, is the more cost-effective option. The possibility of dynamic energy supply and battery charging while driving is also expected to become even more important in the future in consideration of autonomous electric trucks, which can avoid driver rest hours.

When comparing the two technologies, there are also recognisable synergies between the two concepts. Both propulsion systems have many similarities in their technical design, which means that both are benefiting from advances in the development and production of electric heavy-duty vehicles and their key components. These may lead to a faster cost degression and possibly to higher model availability. A stationary fast charging network for battery-powered trucks (BEV) also provides a supplementary power supply network for OC-HDV with traction batteries (OC-BEV) to charge batteries beyond electrified road sections, thereby expanding the spectrum of possible applications. In regional distribution traffic, BEV with a lower electrical range may already be used in the short term and thus create an early demand market.

Constructing the overhead line infrastructure is associated with relatively low investments. An allocation of its costs to users would however prevent economical vehicle operation in the early market phase.

The construction and availability of the required energy supply infrastructure is of central importance for the market success of an alternative propulsion technology in road freight transport in order to be able to compete with the established diesel technology and the nationwide filling station network. The early market phase is particularly critical, as a low infrastructure density reduces the attractiveness of the alternative energy supply system and an initially low utilisation has a negative impact on the economic operation of the infrastructure.

Figure II: Investment costs for the construction of the overhead line infrastructure in the context of truck tolls and investments for other infrastructure projects**



*average annual toll revenues or infrastructure investments during the indicated period

**the rising infrastructure costs per kilometre with increasing network expansion (from the start to the final expansion network) are caused by the assumed increasing performance of the infrastructure.

Source: Oeko-Institut

Building an overhead catenary infrastructure involves the highest investment costs per vehicle compared to the other energy supply systems under consideration (LNG, hydrogen, station-based power supply). For a starting network designed for a similar number of vehicles, the infrastructure costs for LNG are about one tenth, for hydrogen about one third and for high-performance charging stations almost two thirds of the costs associated with a comparable network of overhead catenary infrastructure. The investment required for the construction of an overhead catenary infrastructure appears rather modest compared to other investments in forward-looking technologies or in the transport sector as a whole. A rapid expansion of the network by 2030 (expansion network with a length of 2,000 km) would involve annual costs of about 20 % of the current annual toll revenues.

If the investment costs for the construction of the overhead catenary infrastructure were passed on to the users, this would prevent the economical operation of the trucks in the early market phase. When the infrastructure of the starting network is half or fully utilised, the supplementary allocation of the infrastructure costs would represent 20 or 10 % of the total user costs. The financing of the expansion by all market participants would be possible through a general toll increase of around 6%. To put this in context: the recently decided toll expansion is expected to generate additional annual revenues of more than 50%.

Especially in the early market phase, it therefore seems advisable not to finance the infrastructure construction through the alternative drive vehicles, but to refinance it in another way. Considering the moderate total investments necessary for the development of alternative supply infrastructures, a simultaneous investment in several energy supply systems, e.g. in an overhead catenary system as well as in high-performance charging stations, would also be conceivable with relatively low investment risk, especially in the early phase. In this way, an early technology choice could be avoided and the synergies of different drive and supply systems outlined above could be fully exploited.

The cost-effectiveness of alternative propulsion systems available for long-haul trucks is a prerequisite for their deployment. But market success can only be ensured with further changes.

Competitive user costs are key to the market success of alternative propulsion systems in freight transport. For a number of reasons, however, market potential cannot be automatically derived from the overall cost advantages shown.

Economic competitiveness, for example, depends to a large extent on the development of general framework conditions, but some of these are subject to high uncertainties (e.g. development of oil prices and energy taxes). The possible variability of these parameters lies in the area of cost differences between propulsion technologies and thus represents an uncertainty for decision-makers. Actual vehicle prices and model availability are also influenced by the corporate strategy of truck manufacturers and cannot be reliably derived from technology costs. In addition, the method of refinancing and allocating infrastructure costs has a considerable influence on the cost-effectiveness of vehicle operation, as shown above. In order to make the use of propulsion alternatives attractive to users, it is therefore necessary to ensure an adequate energy supply infrastructure and economical vehicle operation. In addition to state-initiated infrastructure development, monetary and non-monetary incentives must be set and ensured in the longer term. In other words, market development is significantly influenced by the political framework. For this reason, it is important to consider how binding the market players involved consider the political efforts to meet the set greenhouse gas reduction targets and expect the resulting instrumentation for greenhouse gas reduction, e.g. through a stronger orientation of taxes and levies towards emissions.

In the case of possible government support for alternative propulsion systems, attention should be paid to which propulsion and energy supply concepts offer the longer-term perspective of complete decarbonisation and how propulsion-specific emission advantages can be rewarded in the future. While LNG currently represents a cost-effective option for short-term greenhouse gas reduction by switching to a less carbon-rich fuel, it does not represent a cost-effective and efficient solution for the complete decarbonisation required in the future.

How and under what responsibility the infrastructure can be built, which early logistics applications are suitable for the use of alternative long-haul trucks and which overall economic costs and ecological effects are associated with the different decarbonisation strategies are central questions in the further course of the StratON research project. This report provides an important knowledge basis regarding

the available technologies and their properties. A positioning in the overall transport context will take place in the following work steps and publications.

1. Einleitung

1.1. Hintergrund

Die Klimaschutzziele erfordern auch im Verkehrssektor eine erhebliche Minderung der Treibhausgasemissionen (Zimmer et al. 2016). Nach dem „Klimaschutzplan 2050“ (BMUB 2016) sollen die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors bis zum Jahr 2030 um 40 bis 42 % im Vergleich zu 1990 sinken auf 95-98 Mio. t. Bis 2050 ist eine praktisch vollständige Reduktion der CO₂-Emissionen des Verkehrs notwendig. Der derzeitige Trend zeigt in eine andere Richtung: In den letzten Jahren sind die THG-Emissionen des Verkehrs durch Zunahme der Fahrleistungen wieder angestiegen. Insbesondere der Straßengüterverkehr, mit aktuell einem Anteil von knapp einem Viertel der verkehrsbedingten Emissionen, steht vor besonderen Herausforderungen. Zum einen ist selbst unter optimistischen Annahmen zu den Verlagerungspotenzialen von der Straße auf die Schiene davon auszugehen, dass auch in Zukunft der Straßengüterverkehr von großer Bedeutung bleiben bzw. sogar weiter an Marktanteilen gewinnen wird. Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass sich das starke Wachstum des Güterverkehrs in den vergangenen Jahrzehnten auf der Straße fortsetzt. Zum anderen zeigen Szenario-Analysen, dass die Optimierung konventioneller Antriebe bei Nutzfahrzeugen die Treibhausgasemissionen nur unzureichend reduzieren kann (Zimmer et al. 2016). Schwere Nutzfahrzeuge (Sattel- und Gliederzüge), die den Fernverkehr dominieren, stellen weniger als 15 % des Gesamtbestands der Straßenfahrzeuge im Güterverkehr dar. Angesichts der hohen Fahrleistungen, sind sie jedoch für etwa zwei Drittel der Emissionen des Straßengüterverkehrs verantwortlich und werden aktuell fast ausschließlich mit Dieselmotoren betrieben (Rücker et al. 2018). Vor diesem Hintergrund stellt diese Fahrzeugkategorie den größten Hebel dar und es sind für diese dringend alternative Konzepte notwendig, um den Einsatz von erneuerbaren Energien und damit zukünftig auch eine deutliche Minderung der Treibhausgasemissionen im Straßengüterfernverkehr auf möglichst effiziente Weise zu ermöglichen.

Erste Analysen legen nahe, dass das Oberleitungs-Lkw-System sowohl aus Energieeffizienz- als auch aus Gesamtkostenperspektive Vorteile gegenüber anderen denkbaren alternativen Antriebs- bzw. Energieversorgungstechnologien bei schweren Nutzfahrzeugen aufweist (Kasten et al. 2016). Die Einführung einer derartigen technologischen Alternative im Güterverkehr ist allerdings – auch vor dem Hintergrund des internationalen Logistikmarktes und der erforderlichen umfassenden Investitionen in die Infrastruktur – mit längeren Planungszeiträumen verbunden. Um langfristig Alternativen für die Erreichung der Klimaziele zur Verfügung zu haben, müssten diese daher bereits frühzeitig erprobt und bis zur Marktreife weiterentwickelt werden.

Im Rahmen des durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit geförderten Forschungsvorhabens StratON (Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge) vertiefen die drei Verbundpartner Öko-Institut e.V., Hochschule Heilbronn und Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO in Zusammenarbeit mit der Intraplan Consult GmbH die Analysen zur Bewertung des O-Lkw-Systems im Vergleich zu Alternativtechnologien, diskutieren mögliche technische Auslegungen des Oberleitungs-Lkw und der notwendigen Energieversorgungsinfrastruktur, unterziehen diese ökologischen und ökonomischen Analysen, untersuchen mögliche Netzentwicklungs- und Markteinführungsszenarien und diskutieren mögliche Geschäfts- und Finanzierungsmodelle.

Das dreijährige Forschungsvorhaben ist durch eine enge Beteiligung von Experten im Rahmen unterschiedlicher Formate und einem projektbegleitenden Beirat mit Stakeholdern aus Wirtschaft, Politik, Wissenschaft und Zivilgesellschaft gekennzeichnet.

1.2. Zielstellung des Technologievergleichs

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse umfassender Analysen zu möglichen Antriebskonfigurationen von schweren Nutzfahrzeugen im Straßengüterfernverkehr und möglicher Ausgestaltungsvarianten der jeweils erforderlichen Energieversorgungsinfrastruktur. Die Analysen fokussieren auf Sattel- und Lastzüge mit bis zu 40 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht, die typischerweise im Straßengüterfernverkehr zum Einsatz kommen.

Ziel des Technologievergleichs ist es, plausible Konfigurationen für die Auslegung der Antriebstechnologien und der erforderlichen Energieversorgungsinfrastruktur aufzuzeigen sowie jeweils die Kosten für Fahrzeugbetrieb und Infrastruktur aus Nutzerperspektive für unterschiedliche Zeitpunkte zu bestimmen. Ergänzt werden die Analysen durch einen Vergleich der (indirekten und direkten) Treibhausgasemissionen im Zeitverlauf sowie eine Diskussion über mögliche Ansatzpunkte für eine Förderung der Wirtschaftlichkeit von Antriebsalternativen mit vorteilhafter Emissionsbilanz.

Der Schwerpunkt der Analysen liegt auf der Betrachtung von oberleitungsgebundenen Lkw in unterschiedlicher Ausgestaltung (Dieselhybrid und verschiedene Batteriehybridvarianten). Diese werden verglichen mit dem Dieselantrieb als Referenztechnologie sowie weiteren alternativen Antriebs- bzw. Energieversorgungskonzepten (LNG-, Brennstoffzellen- und rein elektrischer Lkw). Ausgehend vom heutigen Stand der Technik und des Fahrzeugeinsatzes, richtet sich der Schwerpunkt der Betrachtungen auf den Zeitraum 2025 bis 2030 und typische Einsatzmuster im Straßengüterfernverkehr.

Die Ausgestaltung der erforderlichen Energieversorgungsinfrastruktur wird in größter Detailtiefe für die notwendige Oberleitungsinfrastruktur und für unterschiedliche Ausbaustände und Fahrzeugkonfigurationen diskutiert. Als Grundlage für einen umfassenden Kostenvergleich der unterschiedlichen Antriebsalternativen, werden auch für LNG, Wasserstoff und die stationäre Stromversorgung von rein elektrischen Lkw die erforderlichen Energieversorgungsinfrastrukturen und deren Kosten für unterschiedliche Ausbaustände betrachtet.

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse ermöglichen eine Einordnung der Wirtschaftlichkeit und der Treibhausgasbilanz unterschiedlicher Antriebssysteme im Straßengüterfernverkehr auf Einzelfahrzeugebene. Fragen zu nutzerseitigen Restriktionen der unterschiedlichen Antriebssysteme, mögliche Einführungs- und Netzentwicklungsstrategien sowie die ökonomische, energiewirtschaftliche und ökologische Gesamtbewertung der jeweiligen Technologie bei zunehmender Verbreitung ist hingegen nicht Bestandteil der dargestellten Ergebnisse. Für diese ebenfalls zentralen Fragestellungen des Projekts StratON stellen die hier dokumentierten Ergebnisse zwar eine wichtige Grundlage dar, diese befinden sich aktuell jedoch noch in Bearbeitung. Die Ergebnisse zum möglichen Markthochlauf von Oberleitungs-Lkw unter Berücksichtigung von Netzentwicklung und Anforderungen des Logistikmarkts sowie den systemischen Auswirkungen werden erst zu einem späteren Zeitpunkt veröffentlicht.

1.3. Struktur des Berichts

Der Technologievergleich untergliedert sich in 5 inhaltliche Teile.

In Kapitel 2 werden die betrachteten Antriebsoptionen und plausible Fahrzeugkonfigurationen diskutiert. Für die anschließenden Analysen zu Treibhausgasbilanz und Wirtschaftlichkeit werden zudem zentrale Einflussgrößen hinsichtlich ihrer möglichen Entwicklung diskutiert. Diese umfassen regulatorische und rechtliche Rahmenbedingungen, politische Rahmenbedingungen (insbesondere Energiebesteuerung und Maut), Annahmen zum Fahrzeugeinsatz und die Eigenschaften der betrachteten Kraftstoffe.

Hierauf aufbauend wird in Kapitel 3 die Treibhausgasbilanz der verschiedenen Antriebssysteme inkl. der vorgelagerten Energieerzeugung im Zeitverlauf diskutiert.

Ziel von Kapitel 4 ist der detaillierte Gesamtkostenvergleich für die betrachteten Antriebsoptionen für unterschiedliche Zeitpunkte auf Einzelfahrzeugebene und aus der Nutzerperspektive. Im Rahmen von ergänzenden Sensitivitätsanalysen werden besonders wirkmächtige Einflussgrößen identifiziert und deren Auswirkung auf die Amortisationsdauer betrachtet. Ergänzend wird der batterieelektrische Fern-Lkw als mögliche Alternative zum Oberleitungs-Lkw näher beleuchtet.

In Kapitel 5 wird die notwendige Energieversorgungsinfrastruktur für die betrachteten alternativen Antriebskonzepte betrachtet. Diese umfassen die Versorgungsinfrastruktur für LNG und Wasserstoff, die stationäre Stromversorgung von batterieelektrischen Lkw sowie die dynamische Stromversorgung mittels Oberleitung. Neben der Beschreibung des Systems werden dabei insbesondere mögliche Ausbauszenarien bei zunehmenden Fahrzeugzahlen sowie die mit dem Aufbau und der Nutzung des Systems verbundenen Kosten konkretisiert. In einer vertiefenden Betrachtung des Oberleitungssystems werden weitere, mit der praktischen Umsetzung und Auslegung des Systems verbundene Fragestellungen adressiert.

In Kapitel 6 werden im Rahmen eines gesamthaften Kostenvergleichs auf Einzelfahrzeugebene die Erkenntnisse aus den beiden vorangegangenen Kapiteln zusammengeführt. Für die betrachteten Antriebsoptionen werden die Gesamtkosten für Fahrzeugbetrieb und Infrastrukturnutzung für unterschiedliche Netzausbau- und Marktstadien aus Nutzerperspektive dargestellt und mögliche Anreize für die Förderung alternativer Antriebe aufgezeigt. Abschließend werden die Ergebnisse des Technologievergleichs in den Gesamtkontext des Forschungsvorhabens StratON eingeordnet und ein Ausblick auf die weiteren Analyseschritte im Projekt gegeben.

2. Antriebsvarianten, Fahrzeugkonfiguration und Rahmenbedingungen

2.1. Betrachtete Antriebstechnologien

2.1.1. Diesel

Im Straßengüterfernverkehr sind Dieselmotoren derzeit die dominierende Antriebstechnologie und damit auch die Referenz im Technologievergleich. Der aktuelle Anteil von Dieselfahrzeugen am Bestand von Sattelzugmaschinen (SZM) in Deutschland liegt bei über 99 % (KBA 2017). Laut ICCT (2017) ist der heutige Standardmotor von Sattelzügen ein EURO VI Motor mit 12,7 Litern Hubraum.

Da Dieselmotoren seit vielen Jahren den Nutzfahrzeugmarkt dominieren, sind die Stückpreise der Fahrzeuge durch einen etablierten Massenmarkt vergleichsweise günstig. Auch die Tankstelleninfrastruktur sowie Wartungsbetriebe sind lückenlos verfügbar. Durch die hohe Energiedichte von Dieselmotoren ist zudem eine hohe Reichweite möglich, sodass flexible Logistikkonzepte sich auf Basis der Dieselmotortechnologie etablieren haben und ohne Einschränkungen umsetzbar sind. Die langjährige Praxis im Betrieb von Diesel-SZM sichert zudem ein hohes Maß an technischer Zuverlässigkeit, was im Logistikbereich ein wichtiger Faktor ist. Auch kostenseitig sind Diesel-Lkw für den Logistiker gut kalkulierbar, zum Beispiel sichert ein etablierter Gebrauchtfahrzeugmarkt den Fahrzeugrestwert.

Den Vorteilen stehen jedoch einige zentrale Nachteile gegenüber. Der Kraftstoff wird vorwiegend aus fossilen Ressourcen hergestellt und die Verbrennung von Dieselmotoren ist mit hohen Treibhausgasemissionen und lokal wirksamen Luftschadstoffemissionen verbunden. Aktuelle Dieselmotoren verfügen zudem über einen vergleichsweise geringen maximalen Wirkungsgrad von 38 bis 46 %

(Delgado et al. 2017). Es sind zwar Effizienzsteigerungen und damit geringere CO₂-Emissionen zu erwarten, jedoch sind die Effekte begrenzt bzw. werden die Maßnahmen unter den heutigen Rahmenbedingungen zum Großteil nicht umgesetzt. Für die Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele reichen die Potenziale der technischen Effizienzsteigerung des Dieselantriebs nicht aus. Zudem machen die emittierten Luftschadstoffe (Stickoxide und Feinstaub) eine technisch aufwändige und damit teure Abgasnachbehandlung notwendig, um aktuelle Emissionsgrenzwerte nach Euro VI einzuhalten, die in Zukunft auch noch weiter verschärft werden könnten. Ein weiterer Nachteil ist die Abhängigkeit des Dieselpreises vom Ölpreis, insbesondere, da zukünftig von steigenden Kraftstoffpreisen auszugehen ist.

Zur Minderung der CO₂-Emissionen ist, unabhängig von fahrzeugseitigen Effizienzmaßnahmen, die Beimischung von synthetischen Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien sowie Biodiesel denkbar. Jedoch bergen diese Optionen jeweils zusätzliche Probleme wie hohe Energieverluste in der Prozesskette und hohe Kosten bzw. eine weiterhin hohe Importabhängigkeit oder Landnutzungskonflikte.

2.1.2. LNG

Erdgasantriebe stellen zunehmend eine Alternative zum konventionellen Dieselantrieb dar, die geringere CO₂-Emissionen sowie niedrigere Luftschadstoffemissionen aufweist. Die geringe Energiedichte von Erdgas macht eine Komprimierung oder Verflüssigung notwendig, um ausreichend hohe Reichweiten zur Verfügung stellen zu können. Während dazu im Pkw-Bereich komprimiertes Erdgas ausreicht, benötigen Nutzfahrzeuge verflüssigtes Erdgas (englisch: Liquefied Natural Gas). LNG wird durch Kühlung auf unter -161 °C verflüssigt und weist nur etwa ein Sechshundertstel des Volumens von gasförmigem Erdgas auf. Die Betankungszeit ist vergleichbar mit konventionellem Kraftstoff.

LNG-Lkw weisen einen Kostenvorteil im Betrieb gegenüber Diesel-Fahrzeugen auf. Grund dafür sind die niedrigeren Energiepreise. Derzeit gilt eine Steuerermäßigung für Erdgas (LNG), welche jedoch nach 2020 auslaufen wird. Aber auch danach wird der Steuersatz voraussichtlich unter dem für Diesel liegen (Delgado et al. 2017). Die technischen Modifikationen sind verglichen mit anderen Technologien wie Oberleitungs-Lkw und Brennstoffzellen-Lkw gering, dennoch weisen LNG-Lkw höhere Anschaffungskosten gegenüber Diesel-Lkw auf. LNG-Lkw können mit Otto- und Dieselmotoren betrieben werden wobei in beiden Fällen Mehrverbräuche von 10-15 % verglichen mit dem Betrieb auf Basis von Dieseldieselkraftstoff anfallen (Moultak et al. 2017). Die Mehrverbräuche können mit sogenannten High Pressure Direct Injection (HPDI) Motoren auf das Dieselniveau gesenkt werden, was allerdings mit höheren Technologiekosten verbunden ist. Für den Betrieb sind spezielle Tanks an Bord des Lkw notwendig, die das Gas komprimiert halten, um einen Temperaturanstieg und damit eine Gasifizierung von LNG zu verhindern. Die Tanks sind schwerer und größer als Dieseltanks und erhöhen das Gewicht des Fahrzeugs beziehungsweise führen zu einem Verlust an Nutzlast.

LNG-Lkw sind seit kurzem am Fahrzeugmarkt verfügbar, jedoch noch kaum in der Praxis eingesetzt. Die Tankstelleninfrastruktur für LNG stellt ein Hemmnis für die Verbreitung der Fahrzeuge dar, da bislang nur wenige Tankstellen zugelassen sind und keine annähernd flächendeckende Verfügbarkeit bieten. Zudem bestehen Unsicherheiten in der Fahrzeugrestwertentwicklung sowie bei Wartungskosten und Zuverlässigkeit. Der aktuelle Bestand an Fahrzeugen ist in Deutschland noch zweistellig (KBA 2017).

2.1.3. Elektrischer Antrieb

Der elektrische Antrieb ermöglicht die insgesamt effizienteste Energienutzung unter den verglichenen Antrieben. Grund dafür sind der hohe Wirkungsgrad des Elektromotors, die Möglichkeit der Wiederge-

winnung der Bremsenergie (Rekuperation) und wegfallende Umwandlungsverluste bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Es werden lokal keine Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen freigesetzt, lediglich die Stromerzeugung erzeugt dezentral anfallende Emissionen je nach Herstellungspfad. Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien bietet der elektrische Antrieb die Perspektive einer vollständigen Dekarbonisierung.

Elektrische Antriebe verfügen als Hauptkomponenten über einen Elektromotor, Leistungselektronik sowie einen Energiespeicher an Bord oder eine konstante externe Stromzufuhr. Im Vergleich zum Verbrennungsmotor fallen im technisch weniger komplexen Antriebsstrang viele bewegliche und wartungsintensive Bauteile weg (u.a. das mechanische Getriebe), was zu einer geringeren Lärmentwicklung, zu weniger Verschleiß und damit zu reduzierten Wartungskosten führt. Die geringere Lärmentwicklung in Kombination mit lokaler Emissionsfreiheit ergibt Vorteile im Stadtverkehr.

Grundsätzlich kann die Elektrifizierung des Antriebs auch graduell erfolgen – über die Hybridisierung eines konventionellen Dieselmotors ohne separate Stromzufuhr (HEV), die Hybridisierung mit externer Nachladeoption (PHEV)² bis zum rein batterieelektrischen Fahrzeug (BEV). Die erforderliche Batteriekapazität steigt dabei mit zunehmendem Elektrifizierungsgrad des Antriebs.

Zentrale Herausforderung ist die Energiespeicherung im Fahrzeug. Um ausreichende Reichweiten zur Verfügung stellen zu können – insbesondere bei schweren Nutzfahrzeugen mit hohem Energieverbrauch und hohen Tagesfahrleistungen – erfordern aktuelle Batteriespeicher ein großes Gewicht und Volumen sowie hohe Investitionskosten. Die prognostizierte Entwicklung der Energiedichte und Batteriekosten lässt künftige Verbesserungen erwarten. Zudem stellen lange Ladezeiten sowie die noch nicht flächendeckend ausgebaute Ladeinfrastruktur eine Herausforderung für flexible und zeitoptimierte Logistikkonzepte dar.

Eine Alternative zur Stromspeicherung an Bord mit Nachladen an stationsbasierten Ladesäulen besteht in einer kontinuierlichen Energiezufuhr während der Fahrt über eine dynamische Stromversorgung (Electric Road System, ERS). In diesem Fall kann der Energiespeicher an Bord erheblich kleiner ausfallen, was verschiedene Vorteile wie geringere Fahrzeugkosten, größere Nutzlast und den Wegfall von Standzeiten für die Batterieladung mit sich bringt.

2.1.3.1. **Stromversorgung durch Ladesäulen**

Ein klassisches batterieelektrisches Fahrzeug, das seine Traktionsenergie an Ladesäulen punktuell nachlädt, muss seine gesamte Traktionsenergie in einem bordinternen Batteriespeicher mit sich führen. Die aktuellen Batteriepreise und Energiedichten ermöglichen im Pkw-Bereich bereits ökonomisch konkurrenzfähige Fahrzeuge mit Reichweiten von mehreren hundert Kilometer.

Für Nutzfahrzeuge - insbesondere im schweren Fernverkehr - sind aufgrund des höheren Energieverbrauchs und der höheren Tagesfahrleistung erheblich größere und schwerere Batterien erforderlich. Dies führt zu folgenden Einschränkungen:

- Verlust an Nutzlast
- höhere Achslast (ggf. 3. Achse erforderlich)
- hohe Investitionskosten
- lange Batterieladedauer bzw. sehr hohe erforderliche Ladeleistung

² PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) sind interessant für den städtischen Verkehr (kurze Wege, viele Möglichkeiten zur Nachladung im Tagesverlauf), aber nicht für den Fernverkehr. Deshalb wird diese Antriebsoption in dieser Studie nicht näher betrachtet.

Nutzlastverluste führen bei gewichtsbeschränkten Transporten zu höheren Transportkosten, da weniger Fracht pro Fahrzeug transportiert werden kann, was im sehr kostensensitiven Logistikmarkt eine hohe Bedeutung besitzt. Die langen Ladezeiten bedeuten Herausforderungen für die Planung der Fahrereinsatzzeiten. Da Ladesäulen zudem noch nicht flächendeckend verfügbar sind, ist auch die Umlaufplanung der Fahrzeuge selbst eine Herausforderung. Um kürzere Ladezeiten zu ermöglichen sind sehr hohe Ladeleistungen notwendig. Eine entsprechende Infrastruktur an Schnellladesäulen ist derzeit noch nicht vorhanden, im Aufbau kostenintensiv und stellt hohe Anforderungen an die Integration ins Stromnetz.

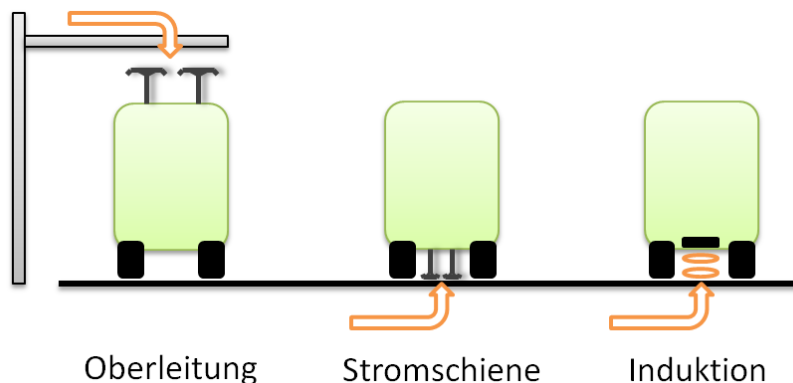
Auf absehbare Zeit ist daher zunächst ein Einsatz vollelektrischer Lkw eher im Bereich des städtischen und regionalen Verteilerverkehrs mit vergleichsweise kurzen Strecken realistisch. Dieses Thema besitzt aufgrund der Debatte um Fahrverbote in Innenstädten mit hoher Luftschadstoffbelastung eine hohe Relevanz und es sind bereits Fahrzeuge für den leichten Verteilerverkehr in Betrieb (z. B. Fuso eCanter). Für den schweren Verteilerverkehr gibt es Ankündigungen von großen Herstellern (z. B. Mercedes eActros). Das Unternehmen Tesla hat aktuell einen batterieelektrischen schweren Sattelzug für den Fernverkehr angekündigt.

2.1.3.2. Dynamische Stromversorgung während der Fahrt – Electric Road System (ERS)

Im Gegensatz zum punktuellen Nachladen an Ladesäulen besteht die Möglichkeit, die Traktionsenergie dem Fahrzeug während der Fahrt über eine entlang des Fahrwegs angebrachte Infrastruktur zuzuführen (sogenannte Electric Road Systems, ERS). Die dynamische Stromzufuhr ermöglicht eine unbegrenzte Reichweite innerhalb des entsprechenden Infrastrukturnetzes und macht eine Batterie an Bord oder einen alternativen Antrieb nur für Fahrten außerhalb des Systems notwendig. Bei einem rein elektrischen Fahrzeug kann so die Batterie erheblich kleiner konzipiert werden, was Einsparungen an Kosten und Gewicht ermöglicht. Gleichzeitig sind aber am Fahrzeug zusätzliche technische Komponenten für die Stromabnahme notwendig, die von der jeweils eingesetzten Infrastrukturtechnologie abhängen. Nachteile ergeben sich durch die hohen anfänglichen Investitionskosten für den Infrastrukturaufbau und potenziell weitere Herausforderungen, wie aufwändige Bauverfahren mit Einschränkungen der Fahrbahnverfügbarkeit, aufwändige Genehmigungsverfahren oder mangelnde Akzeptanz durch den Eingriff in das Landschaftsbild.

Mögliche Konzepte zur dynamischen Energiezufuhr sind konduktive Systeme über eine Oberleitung oder über eine in der Fahrbahn eingelassene Stromschiene sowie alternativ die induktive Energieübertragung.

Abbildung 2-1: Konzepte der dynamischen Energieversorgung



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Der Anschluss der Versorgungsinfrastruktur an das Mittelspannungsnetz und die Unterwerke sind bei allen Varianten der dynamischen Stromzuführung sehr ähnlich. Das Übertragungssystem zum Fahrzeug unterscheidet sich jedoch in vielen Punkten. Jedes Konzept besitzt unterschiedliche Stärken und Schwächen. Insbesondere die induktive Stromübertragung besitzt gegenüber konduktiven Technologien den Nachteil eines geringen Wirkungsgrads durch Verluste bei der Energieübertragung. Der Fokus der Betrachtungen im Projekt StratON liegt auf dem Oberleitungssystem als der bislang ausgereiftesten Variante.

Das Oberleitungssystem besteht aus zwei Fahrdrähten, die oberhalb der Fahrzeuge an einem System aus Masten längs zur Fahrtrichtung gespannt sind. Am Fahrzeug selbst sind zwei Pantographen befestigt, die über direkten Kontakt zum Fahrdraht eine Energieübertragung ermöglichen. Das An- und Abkoppeln an die Oberleitung geschieht automatisch. Verlässt der Lkw die elektrifizierte Fahrstrecke kann er entweder ausschließlich über eine Batterie versorgt werden (O-BEV) oder durch einen konventionellen Antrieb wie zum Beispiel ein Diesel- oder Gasmotor (O-HEV). Die Hybridisierung kann dabei parallel oder seriell als Range-Extender (O-REEV) erfolgen. Der O-BEV besitzt den Vorteil, dass nur ein Antriebsstrang verbaut werden muss, was Kosten und Gewicht spart.

Das Oberleitungssystem befindet sich bereits in der Erprobungsphase. Eine Teststrecke in Großdöln ist seit 2012 in Betrieb und es sind derzeit mehrere Pilotstrecken für Feldversuche in Deutschland in der Planungsphase bzw. bereits im Bau und sollen ab 2019 im öffentlichen Straßenraum in Betrieb gehen. Auch in den USA und Schweden sind erste Teststrecken in Betrieb.

2.1.4. **Brennstoffzelle**

Eine weitere Antriebsoption mit lokaler Emissionsfreiheit stellen Brennstoffzellen dar. Ein größerer Einsatz im Straßenverkehr wurde schon vor einigen Jahren erwartet, dieser hat sich jedoch in der Folge stark verzögert. In jüngster Zeit zeigt sich eine verstärkte Entwicklung mit ersten Brennstoffzellen-Pkw in Großserie (z. B. Toyota Mirai). Im Lkw-Bereich liegt die Marktreife der Technologie jedoch noch weit hinter Bus- und Pkw-Anwendungen, jedoch existieren erste Prototypen für mittelschwere Lkw in den USA sowie in der Schweiz (Wietschel et al. 2017).

Brennstoffzellen-Lkw (FCEV) besitzen einen elektrischen Antriebsstrang und sind daher vom technischen Aufbau ähnlich zu den oben genannten elektrischen Fahrzeugen. Im Gegenzug zur wegfallenden Traktionsbatterie kommen die Komponenten des Brennstoffzellensystems, die für die Stromerzeugung im Fahrzeug erforderlich sind, hinzu: der Brennstoffzellen-Stack, das Wasserstoff-Tanksystem, der Kompressor, die Kühlung und die Steuerungselektronik. Brennstoffzellen-Lkw können auch als Hybridfahrzeug ausgelegt werden. Dabei kommt eine Batterie zur Pufferung der Leistungsspitzen zum Einsatz, sodass eine kleinere Brennstoffzelle verbaut werden kann.

Ähnlich wie bei Erdgas stellt sich bei Wasserstoff aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte die Herausforderung einer platzsparenden Speicherung des Energieträgers. Es existieren verschiedene Speicherkonzepte mit erhöhtem Druck oder niedriger Temperatur, um ausreichend Energie bei begrenztem Raum zu speichern.

Brennstoffzellenfahrzeuge mit einer hohen Reichweite, ähnlich der eines LNG-Fahrzeugs, sind noch nicht am Markt verfügbar. Die Unternehmen Bosch und Nikola kündigten jedoch einen Brennstoffzellen-Lkw mit über 1.000 km Reichweite für das Jahr 2021 an. Analog zur Ladeinfrastruktur von batterieelektrischen Fahrzeugen besteht zudem das klassische „Henne-Ei-Problem“ bei der Wasserstoffinfrastruktur. Der Aufbau der Infrastruktur wird durch die EU gefordert (Direktive 2014/94) und soll in Deutschland durch die Industrie geschehen, gefördert durch Bund und EU (z. B. Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie).

Brennstoffzellen-Lkw besitzen eine erheblich geringere Well-to-Wheel-Energieeffizienz gegenüber der direkten Stromnutzung. Verantwortlich sind hierfür Verluste bei der Wasserstoffherstellung und -speicherung sowie der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle. Auch die Kosten der Wasserstoffherstellung sind hoch und wirken sich negativ auf die Betriebskosten aus. Eine aktuelle Studie von Wietzel et al. (2017) sieht daher für schwere Brennstoffzellen-Sattelzüge kein und für Lkw unter 12 t nur ein geringes Marktpotenzial im Jahr 2030 (1 bis 3 %). Als Konkurrenztechnologien werden Gasfahrzeuge und Oberleitungs-Lkw gesehen.

2.2. Regulierung und rechtliche Rahmenbedingungen

2.2.1. Regulierung von CO₂-Emissionen und Kraftstoffverbrauch

Übergeordnet gelten die CO₂-Reduktionsziele in Sektoren außerhalb des europäischen Emissionshandelssystems, zu denen auch der Verkehr zählt, entsprechend der Effort Sharing Regulation. Für diese besteht das Ziel, die Treibhausgas-Emissionen bis 2030, verglichen mit 2005, um 30 % zu senken.

Bisher unterliegen Nutzfahrzeuge mit mehr als 3,5 Tonnen Gewicht – anders als Pkw und leichte Nutzfahrzeuge – in der Europäischen Union keinen CO₂- bzw. Kraftstoffverbrauchsvorgaben. Eine besondere Herausforderung stellt in diesem Kontext die Vielzahl an Fahrzeugtypen und -modellen dar, die die einheitliche Erhebung von Kraftstoffverbrauchsdaten und die Festlegung von Effizienzstandards im Vergleich zu Pkw deutlich erschwert. In den vergangenen Jahren wurde aus diesem Grund ein Simulationswerkzeug (VECTO-Tool) zur standardisierten Bestimmung von Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen auf EU-Ebene entwickelt. Ab dem 1. Januar 2019 werden auf dieser Modell-Basis im Rahmen eines offiziellen Zertifizierungs- und Monitoringprogramms Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen erfasst. Der aktuelle Regulierungsvorschlag der Europäischen Kommission vom 17.05.2018 sieht eine Minderung der CO₂-Emissionen von Neufahrzeugen bis 2025 um 15 % und bis 2030 um mindestens 30 % gegenüber 2019 vor. Der Vorschlag enthält zusätzliche Anreizmechanismen für alternative Antriebe.

Unabhängig von der Ausgestaltung der finalen Regulierung wird erwartet, dass sich durch diese Maßnahmen die Transparenz in Bezug auf den Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten bei schweren Nutzfahrzeugen deutlich erhöht und Effizienztechnologien verstärkt angeboten und nachgefragt werden. Inwiefern alternative Antriebe durch die Regulierung in den Markt finden, ist noch unklar, da dies zum einen vom Ambitionsniveau der Zielwerte und zum anderen insbesondere von der Verfügbarkeit der jeweils notwendigen Energieversorgungsinfrastruktur abhängt.

2.2.2. Regulierung der Luftschadstoff-Emissionen

Die Emission von Luftschadstoffen aus dem Verkehrssektor verursacht hauptsächlich in Ballungsgebieten und Innenstädten Probleme. Im Fernverkehr spielt die Thematik eine untergeordnete Rolle und betrifft vor allem Vor- und Nachlaufstrecken jenseits der Fernstraßen, die in dichter besiedelte Regionen führen, in denen Grenzwertüberschreitungen der Luftqualität drohen oder tatsächlich überschritten werden.

Die Luftschadstoff-Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen sind analog zu Pkw auf EU-Ebene reguliert und wurden seit der Einführung im Jahr 1992 sukzessive verschärft. Seit Anfang 2014 gilt die Abgasnorm Euro VI in der Fahrzeugserienprüfung. Die Regulierung umfasst die Luftschadstoffe Stickoxide (NO_x), Kohlenstoffmonoxid (CO), Ammoniak (NH₃) und Feinstaub (PM). Mit der Einführung der aktuellen Abgasnorm Euro VI wurde der bereits etablierte Labortest durch eine Messung der Emissionen im Realbetrieb ergänzt und damit gegenüber dem bisherigen Verfahren deut-

lich verschärft. Die Anforderungen an die Abgasnachbehandlung haben sich dadurch deutlich erhöht und werden in der Regel durch die Kombination mehrerer technischer Verfahren sichergestellt.

2.2.3. Regulierung zu Fahrzeugabmessungen und Gewicht

Die Höchstmaße und -abmessungen von Lkw und anderen Nutzfahrzeugen sind in der EU-Richtlinie 96/53³ geregelt. Ziel der Festlegung ist es, die Verkehrssicherheit zu garantieren und Schäden an der Verkehrsinfrastruktur zu vermeiden. Im Rahmen der letzten Änderung der Richtlinie im Mai 2015 wurden Ausnahmeregelungen für alternative Antriebe und Effizienztechnologien für Lkw in Bezug auf die zulässigen Höchstmaße und -gewichte eingeführt. Diese sollen die Umsetzung von Maßnahmen zur Minderung des Energieverbrauchs von Lkw fördern, indem der Verlust von Nutzlast bzw. -volumen bei den optimierten Fahrzeugen verhindert wird. So können beispielsweise aerodynamische Anbauten am Heck nun umgesetzt werden, ohne das Nutzvolumen des Fahrzeugs zu verringern, da eine größere Fahrzeuglänge in diesem Fall erlaubt ist. Ebenfalls kann ein Mehrgewicht von bis zu einer Tonne, das auf einen alternativen Antrieb zurückgeht, auf das höchstzulässige Gesamtgewicht angerechnet werden, sofern die zulässige maximale Achslast dabei nicht überschritten wird.

2.2.4. Lkw-Maut in Deutschland

In Deutschland wird die Lkw-Maut seit ihrer Einführung im Jahr 2005 als streckenbezogene Straßenbenutzungsgebühr auf Bundesautobahnen und seit 2012 auch auf ausgewählten, stark frequentierten Bundesstraßen erhoben. Entrichtet werden muss die Maut für Kraftfahrzeuge und Fahrzeugkombinationen des gewerblichen Güterkraftverkehrs. Die ursprüngliche Gewichtsgrenze von 12 Tonnen für die Mautpflicht wurde im Jahr 2015 auf 7,5 Tonnen abgesenkt.

Die Mauthöhe berücksichtigt aktuell die Anzahl der Achsen sowie die Schadstoffklasse des Lkw (Deutscher Bundestag 12.07.2011). Damit werden der Zerstörungswirkung der Verkehrsinfrastruktur, die mit steigendem Fahrzeuggewicht zunimmt sowie dem Grad der Luftverschmutzung Rechnung getragen. Die Festsetzung der Lkw-Mauthöhe erfolgt auf Basis des Wegekostengutachtens, welches regelmäßig neu erstellt wird. Dabei werden die Kosten der Straßeninfrastruktur bestimmt und auf Basis von Achslastäquivalenzziffern auf die verschiedenen Fahrzeugklassen umgelegt. Aktuell beträgt der Mautteilsatz für die Infrastrukturkosten bei Fahrzeugen bzw. Fahrzeugkombinationen mit fünf oder mehr Achsen (entspricht Sattel- und Gliederzug im Fernverkehr) 0,135 € pro Kilometer. Der schadstoffabhängige Mautanteil variiert je nach Schadstoffklasse zwischen 0 € pro Kilometer (Euro VI) und 0,083 € pro Kilometer (Euro 0/I) (Alfen Consult GmbH et al. 2014; Deutscher Bundestag 12.07.2011). Treibhausgas- und Lärmemissionen werden in der Umweltkomponente bislang hingegen nicht berücksichtigt.

Zum 01.08.2018 tritt eine Änderung der Lkw-Maut in Kraft, die eine Erweiterung der mautpflichtigen Straßen um das gesamte Bundesstraßennetz von etwa 40.000 Kilometern umfasst. Auf Grundlage des aktuellen Wegekostengutachtens ist zudem ab dem 01.01.2019 eine Erhöhung der Mautsätze geplant. Der Infrastrukturanteil wird demnach für Fahrzeuge mit 5 oder mehr Achsen von 0,135 auf 0,174 € pro Kilometer angehoben (Korn et al. 2018). Erstmals werden entsprechend der EU-Richtlinien auch Lärmkosten in der Umweltkomponente der Lkw-Maut berücksichtigt. Bei einem typischen Fern-Lkw werden hierfür zusätzlich 0,013 € pro Kilometer erhoben. Nach Aussage des Ver-

³ RICHTLINIE 96/53/EG DES RATES vom 25. Juli 1996 zur Festlegung der höchstzulässigen Abmessungen für bestimmte Straßenfahrzeuge im innerstaatlichen und grenzüberschreitenden Verkehr in der Gemeinschaft sowie zur Festlegung der höchstzulässigen Gewichte im grenzüberschreitenden Verkehr

kehrministeriums sollen Elektro-Lkw hingegen gänzlich von der Lkw-Maut befreit werden (BMVI 2018a).

Die Rechtsgrundlage für die Mauterhebung auf Bundesfernstraßen ist das Bundesfernstraßenmautgesetz (BFStrMG). Die Mauteinnahmen werden für Investitionen ins Bundesfernstraßennetz verwendet. Im Jahr 2017 beliefen sich die Mauteinnahmen auf rund 4,7 Mrd. € (BMVI 2018b). Aktuelle Schätzungen gehen davon aus, dass die Erhöhung der Lkw-Maut und deren Ausweitung auf alle Bundesstraßen mit einem Anstieg der jährlichen Mauteinnahmen um etwa 2,5 Mrd. € einhergehen (BMVI 2018a).

2.2.5. Energiebesteuerung in Deutschland

Die Besteuerung von Energieträgern in Deutschland ist im Energiesteuergesetz (EnergieStG) geregelt, das im Jahr 2006 das Mineralölsteuergesetz abgelöst hat. Für die Besteuerung des Verbrauchs von elektrischem Strom ist in Deutschland das Stromsteuergesetz (StromStG) maßgeblich.

Auf **Dieselmotoren** wird eine Energiesteuer von 47,04 Cent pro Liter (ca. 4,7 ct/kWh) erhoben. Dieser Steuersatz ist seit Inkrafttreten der letzten Stufe der ökologischen Steuerreform im Jahr 2003 konstant geblieben.

Die Energiesteuer für **Erdgas als Kraftstoff (CNG und LNG)** beträgt derzeit 1,39 Cent pro kWh. Dieser Steuersatz bezieht sich gemäß Energiesteuergesetz⁴ auf den Brennwert von Erdgas (Bünger et al. 2016). Mit LNG betriebene Verbrennungsmotoren können jedoch nicht den Brennwert von Erdgas, sondern nur dessen Heizwert⁵ nutzen, der um ca. 10 % unter dem Brennwert liegt. Bezogen auf den Heizwert von LNG ergibt sich somit ein Steuersatz von 1,53 Cent pro kWh (Bünger et al. 2016), der nach derzeitiger Gesetzeslage bis zum 31. 12. 2023 festgeschrieben ist. In den Folgejahren erhöht sich der Steuersatz wie in Tabelle 2-1 dargestellt.

Tabelle 2-1: Energiesteuersätze für Erdgas als Kraftstoff (LNG und CNG)

| Zeitraum | Einheit | Bezogen auf den Brennwert | Bezogen auf den Heizwert |
|----------------|---------|---------------------------|--------------------------|
| bis 31.12.2023 | ct/kWh | 1,39 | 1,53 |
| 2024 | ct/kWh | 1,84 | 2,02 |
| 2025 | ct/kWh | 2,29 | 2,51 |
| 2026 | ct/kWh | 2,73 | 3,01 |
| ab 01.01.2027 | ct/kWh | 3,18 | 3,50 |

Der reguläre Steuersatz für den **Verbrauch von elektrischem Strom** beträgt seit dem Jahr 2003 2,05 ct/kWh. Für den Schienenbahnverkehr und Oberleitungsbusse ist im Stromsteuergesetz ein reduzierter Steuersatz von 1,14 ct/kWh vorgesehen (§9 Abs. 2 StromStG). In der vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass dieser ermäßigte Steuersatz auch für Oberleitungs-Lkw und batterieelektrische Lkw gilt. Des Weiteren wird zunächst angenommen, dass auf den Fahrstrom sowohl die EEG-Umlage als auch die sonstigen vom Gesetzgeber vorgegebenen Umlagen und Abgaben in voller Höhe erhoben werden. Die Annahmen zur Entwicklung von Börsenstrompreis, Netzentgelten, EEG-Umlage sowie sonstigen Umlagen und Abgaben werden in Abschnitt 4.5 beschrieben.

⁴ EnergieStG Abs. 1 (18) definiert die Megawattstunde (MWh) als „Messeinheit der Energie der Gase, ermittelt aus dem Normvolumen (V_n) und dem Brennwert (H_{s,n})“

⁵ Auch die in Kapitel 2.5 angegebenen Fahrzeugverbräuche beziehen sich auf den Heizwert von LNG (und Diesel).

Wasserstoff ist derzeit von der Energiesteuer befreit. In der vorliegenden Studie wird analog zu Gnann et al. (2017) davon ausgegangen, dass diese Steuerbefreiung zukünftig abgeschafft wird und im Jahr 2030 ein Steuersatz in Höhe von 9,60 €₂₀₁₅/GJ bzw. 3,456 ct₂₀₁₅/kWh gilt (siehe Abschnitt 4.5). Dieser Satz entspricht dem angedachten Mindeststeuersatz, der von der Europäischen Kommission im Jahr 2011 als Novellierung der europäischen Energiesteuerrichtlinie vorgeschlagen⁶ wurde (Europäische Kommission 2011).

Zusammenfassung und Einfluss der Inflation

In der vorliegenden Studie wird der Vergleich verschiedener Antriebstechnologien für Fernverkehrs-Lkw auf Basis der derzeitigen Gesetzeslage durchgeführt. Da für Diesel und Strom keine Änderungen an der Besteuerung vorgesehen sind, wird im Folgenden angenommen, dass die Energiesteuer auf Diesel sowie die Stromsteuer bis zum Jahr 2030 nominal gleich bleiben. Die Steigerung des allgemeinen Preisniveaus (Inflation) hat zur Folge, dass nominal unveränderte Steuersätze im Laufe der Zeit real absinken (bezogen auf die Einheit €₂₀₁₅).

Für den Zeitraum von 2015 bis 2030 wird eine jährliche Inflationsrate von 1,6 % angenommen (vgl. Abschnitt 4.2). Dies führt zu einer Gesamt-Preissteigerung von 17,2 % im Zeitraum 2015-2025 sowie von 26,9 % im Zeitraum 2015-2030. In der folgenden Tabelle sind die Annahmen zu den Energiesteuersätzen für die verschiedenen Betrachtungsjahre jeweils nominal (in ct) und real (in ct₂₀₁₅) aufgeführt.

Tabelle 2-2: Annahmen Energiesteuersätze 2015 bis 2030, jeweils nominal und real

| | Einheit | 2015 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------------|-------------------------|------|------|------|
| Energiesteuer Diesel | ct/kWh (nominal) | 4,74 | 4,74 | 4,74 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 4,74 | 4,05 | 3,74 |
| Energiesteuer LNG | ct/kWh (nominal) | 1,53 | 2,51 | 3,50 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 1,53 | 2,15 | 2,76 |
| Stromsteuer (für O-Lkw) | ct/kWh (nominal) | 1,14 | 1,14 | 1,14 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 1,14 | 0,97 | 0,90 |
| Energiesteuer Wasserstoff | ct/kWh (nominal) | 0 | 2,71 | 4,39 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 0 | 2,31 | 3,46 |

Im Betrachtungszeitraum bis 2030 hat die aktuell geltende Energiebesteuerung zur Folge, dass die Energiesteuer für LNG real ansteigt, während sie für die Energieträger Diesel und Strom real sinkt. Dennoch wird Erdgas als Kraftstoff nach der geltenden Gesetzeslage auch nach Auslaufen der Steuerermäßigung im Jahr 2027 immer noch geringer besteuert als Dieselkraftstoff.

Die Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise werden für die betrachteten Energieträger in Abschnitt 4.5 erläutert.

⁶ Der Vorschlag ist jedoch nie umgesetzt worden und wurde im Jahr 2015 wieder aus dem Arbeitsprogramm der Kommission herausgenommen.

2.3. Nutzungsparameter Fernverkehrs-Lkw

Für eine Sattelzugmaschine (SZM), dem auf deutschen Autobahnen am häufigsten im Fernverkehr eingesetzten Fahrzeugtyp, wird üblicherweise von einer Lebensfahrleistung⁷ um 1 Mio. Kilometer ausgegangen. Die jährlich davon erbrachte Fahrleistung sinkt im Laufe des Fahrzeuglebens, gemäß Moultak et al. (2017) geht sie durchschnittlich um ca. 10 % pro Jahr zurück. Mit zunehmender Lebensdauer kommen die Fahrzeuge zudem häufiger im Regional- und Verteilerverkehr und dementsprechend seltener im Fernverkehr zum Einsatz.

Für die weiteren Untersuchungen in dieser Studie wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die betrachteten SZM ausschließlich im Fernverkehr eingesetzt werden und sich ihre jährliche Fahrleistung während des Betrachtungszeitraums von 5 Jahren, der angenommenen Fahrzeughaltedauer des Erstnutzers, nicht verändert.

Für die Berechnung der Fahrzeugkosten aus Nutzersicht wird von einer jährlichen Fahrleistung von 120.000 Kilometern pro Jahr ausgegangen, von denen 90 % auf mautpflichtige⁸ Straßen entfallen.

Tabelle 2-3: Nutzungsparameter von Sattelzugmaschinen im Fernverkehrseinsatz

| | Einheit | Ersthalter (5 Jahre) |
|----------------------------------------|-----------|----------------------|
| Jahresfahrleistung | km/a | 120.000 |
| - davon auf mautpflichtigen Straßen | km/a | 108.000 |
| - davon nicht mautpflichtige Straßen | km/a | 12.000 |
| Anteil mautpflichtige Straßen | | 90 % |
| Gesamtfahrleistung über 5 Jahre | km | 600.000 |

2.4. Betrachtete Fahrzeugkonfigurationen

Die Konfiguration der betrachteten Fahrzeuge ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Eine ausführliche Beschreibung der Fahrzeugkonfigurationen findet sich in den folgenden Abschnitten. Alle Fahrzeuge verfügen einheitlich über einen Fahrmotor mit einer Leistung von 350 kW. Eine Ausnahme gilt für den O-HEV, der über zwei parallele Fahrmotoren von 350 kW verfügt (Diesel- und Elektromotor).

⁷ Fahrleistung über die gesamte Lebensdauer des Fahrzeugs

⁸ Autobahnen und Bundesstraßen. Ab dem 1. Juli 2018 gilt die Lkw-Maut auf allen Bundesstraßen in Deutschland.

Tabelle 2-4: Übersicht der betrachteten Fahrzeugkonfigurationen

| Parameter | Diesel | LNG | O-HEV | O-BEV | BEV | FCEV |
|-------------------------|-------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------------------|--------------|-----------------------------------------|
| Hauptantrieb | Dieselmotor | HPDI-Motor (Dieselprinzip) | Elektromotor, Dieselmotor | Elektromotor | Elektromotor | Elektromotor |
| Stromquelle | - | - | Oberleitung | Oberleitung | Batterie | Brennstoff- zelle |
| Energie- speicher | Dieseltank | LNG-Tank | Dieseltank | Batterie | Batterie | Wasserstoff- tank, Batterie |
| Hybridisierung | nein | nein | Parallel mit Dieselmotor | Leistungsver- zweigt mit Batterie | nein | Leistungsver- zweigt mit Batterie |
| Elektr. Reich- weite | - | - | - | 100; 250 | 400; 800 | - |

2.4.1. Diesel-Lkw

Wie in Abschnitt 2.1.1 beschrieben, können Dieselfahrzeuge durch eine Hybridisierung teilelektrifiziert werden. In dieser Studie wird jedoch ein konventioneller Diesel-Lkw ohne Hybridisierung als Referenztechnologie betrachtet, denn es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 eine Hybridisierung des Dieselantriebs unter den getroffenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich ist und daher nicht serienmäßig zum Einsatz kommt. Das Energieeffizienzpotenzial der Hybridisierung beträgt im Fernverkehr nur ca. 1,2 L/100 km, während gleichzeitig hohe Investitionskosten anfallen (Meszler et al. 2018). In der genannten Quelle wird die Hybridisierung erst im zwölften und letzten Technologiepaket eingesetzt und benötigt die längste Amortisierungszeit verglichen mit allen anderen analysierten Effizienztechnologien. Gemäß Meszler et al. (2018) wird eine Hybridisierung von Diesel-Lkw nicht benötigt, um die CO₂-Standards der 2. Phase der US-CO₂-Regulierung für schwere Lkw einzuhalten. Diese Emissionsstandards gelten für Neufahrzeuge in den USA bis zum Zulassungsjahr 2027 (S. 29). Für den europäischen Markt wird in der vorliegenden Studie eine vergleichbare Entwicklung in Bezug auf den Technologieeinsatz unterstellt.

2.4.2. LNG-Lkw

Es gibt für Erdgasfahrzeuge zwei grundlegende Motortechnologien: den Gasmotor nach dem Otto-Kreisprozess und den Dieselmotor. In vielen Quellen, z. B. Dünnebeil et al. (2015) wird der Otto-Gasmotor als Standard für Erdgasfahrzeuge beschrieben. Dieser hat aber den Nachteil eines höheren Energieverbrauchs auf Grund des niedrigeren Wirkungsgrades gegenüber dem Dieselmotor. In der Vergangenheit wurden in der Regel erdgasbetriebene Nutzfahrzeuge (CNG, LNG) mit Gasmotoren nach dem Ottoprinzip eingesetzt. In vielen Studien wird deshalb angenommen, dass LNG-Lkw generell einen um 15-20 % höheren Energieverbrauch als Diesel-Lkw haben (Moultak et al. 2017; Bünger et al. 2016; Dünnebeil et al. 2015). Bei LNG-Lkw können aber auch Dieselmotoren eingesetzt werden, die einen um 10 % höheren Energieverbrauch haben als konventionelle Dieselmotoren (Moultak et al. 2017). Laut Moultak et al. (2017), Bünger et al. (2016) und Dünnebeil et al. (2015) kann sogar der gleiche Energieverbrauch wie bei Diesel-Lkw erreicht werden, wenn ein Motor mit Hochdruck-Direkteinspritzung (HPDI-Motor) zum Einsatz kommt.

Angesichts der hohen Bedeutung des Energieverbrauchs aufgrund der dominierenden Energiekosten, wird im Folgenden ein LNG-Lkw mit HPDI-Motor betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass dieser sich nach 2020 als Standardtechnologie bei erdgasbetriebenen Lkw im Fernverkehr durchsetzen wird. Volvo bringt bereits 2018 einen LNG-Lkw auf den Markt, der laut Firmenangaben den gleichen Ener-

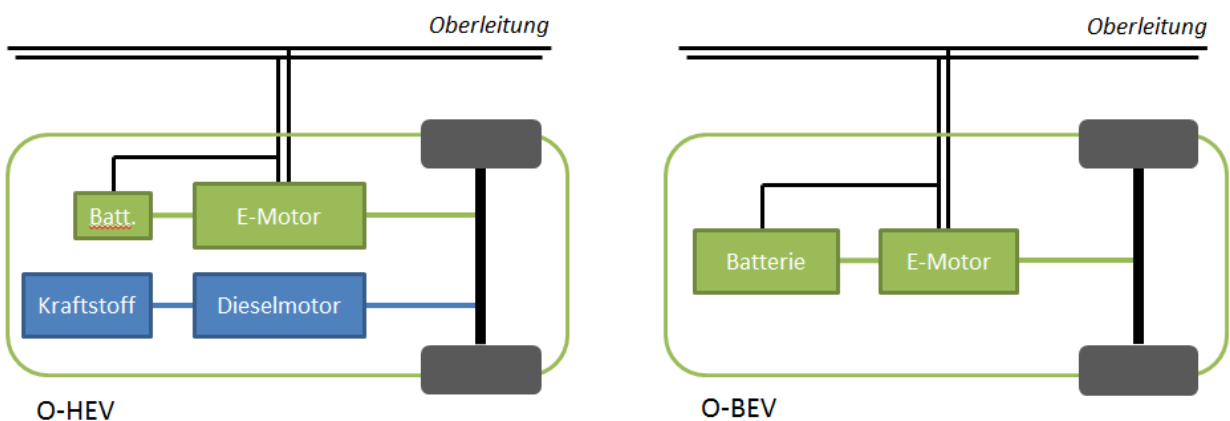
gieverbrauch hat wie das vergleichbare Dieselmodell. Weiterhin wird in der vorliegenden Studie angenommen, dass der LNG-Lkw eine Reichweite von 800 km besitzt. Diese Reichweite würde den größten Tank (205 kg) des erwähnten Volvo-Fahrzeugs erfordern. Ebenso wie bei Diesel-Lkw wird aus den gleichen Gründen auch bei LNG-Antrieben bis 2030 keine Hybridisierung des Antriebsstrangs als Standardtechnologie unterstellt.

2.4.3. Oberleitungs-Lkw (O-Lkw)

Da Oberleitungs-Lkw auch Strecken abseits der elektrifizierten Autobahn zurücklegen, müssen sie mit anderen Antriebskonzepten kombiniert werden. Möglichkeiten hybrider Antriebe sind parallele oder serielle Konzepte mit konventionellen Dieselmotoren, LNG-Motoren, Brennstoffzellen oder Traktionsbatterien.

Im Folgenden werden zwei grundlegende Fahrzeugkonfigurationen betrachtet: Ein paralleler Oberleitungshybrid-Lkw mit konventionellem Dieselmotor (O-HEV) und ein Oberleitungshybrid-Lkw mit Traktionsbatterie (O-BEV). Serielle Hybridkonzepte (Range-Extender) sind theoretisch auch denkbar, werden aber nicht näher betrachtet. Sie liegen technisch zwischen O-HEV und O-BEV und versprechen in der Analyse wenig zusätzlichen Erkenntnisgewinn.

Abbildung 2-2: Schematischer Aufbau eines O-HEV und O-BEV



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Die Konfiguration des **O-HEV** erfolgt in Anlehnung an Meszler et al. (2018). Das Fahrzeug besitzt je einen vollwertigen Diesel- und Elektroantriebsstrang mit je 350 kW Leistung. Im Vergleich zu Meszler et al. (2018) wird eine höhere Leistung des Elektromotors gewählt, damit auch längere Steigungsstrecken an der Oberleitung vollständig elektrisch zurückgelegt werden können. Die Pufferbatterie für Überholvorgänge besitzt eine Kapazität von nur 2 kWh (vgl. Meszler et al. 2018; Wietschel et al. 2017). Damit kann der O-HEV auf der Autobahn nur auf elektrifizierten Abschnitten elektrisch fahren. Die Möglichkeit der batterieelektrischen Traktion spielt aufgrund der kleinen Batterie lediglich bei niedrigen Geschwindigkeiten eine Rolle, z. B. beim Rangieren auf Werksgeländen, in Stausituationen oder bei zähflüssigem Verkehr und im Stadtverkehr.

Der **O-BEV** besitzt einen rein elektrischen Antriebsstrang, bestehend aus einem 350 kW E-Motor, Batterie, Pantograph und Leistungselektronik. Der O-BEV hat je nach verbauter Batteriekapazität eine begrenzte Reichweite abseits von elektrifizierten Strecken und somit eine eingeschränkte Einsatzflexibilität. Die Batteriegröße ist aber modular und kann auf die Anforderungen des Nutzers (insb. elektrische Reichweite und Nutzlast) abgestimmt werden. Es muss allerdings beachtet werden, dass bei einer großen Batteriekapazität Nutzlastverluste auftreten. Es werden exemplarisch zwei Varianten nä-

her betrachtet. Ein O-BEV mit einer verhältnismäßig kleinen rein batterieelektrischen Reichweite von 100 km (O-BEV 100) sowie ein O-BEV mit deutlich größerer batterieelektrischer Reichweite von 250 km (O-BEV 250) und damit größerer Einsatzflexibilität.

Die dafür notwendigen Batteriekapazitäten werden für das Jahr 2025 unter Berücksichtigung des spezifischen Energieverbrauchs und der Entladetiefe auf 175 kWh beim O-BEV 100 und 400 kWh beim O-BEV 250 geschätzt. Es wird angenommen, dass die gleichen Batteriezellen wie im Pkw-Bereich verwendet werden, um Synergien bei der Produktion und damit Kosteneinsparungen zu ermöglichen. Verbaut werden daher Hochenergiezellen, die auf Energiedichte und Kosten optimiert sind. Diese haben eine begrenzte Zyklenanzahl, welche für den Pkw-Betrieb ausreicht, jedoch angesichts der hohen Fahrleistung nicht für die Gesamtlebensdauer eines Fern-Lkw. Das Batteriesystem wird daher ausgetauscht, wenn die Batterie eine zu geringe nutzbare Kapazität erreicht hat. Dazu wird das Batteriesystem einfach zugänglich eingebaut, sodass ein Austausch problemlos möglich ist. Wenn kleine elektrische Reichweiten unter 100 km ausreichend sind für den spezifischen Einsatzzweck des Fahrzeugs, kann der Einsatz von Batterien vorteilhaft sein, die auf Leistungsanforderungen (C-Rate, Leistungsdichte) und/oder Zyklenfestigkeit optimiert sind, ähnlich zu Plug-In Hybriden (PHEV) im Pkw-Bereich. Dieser Fall wird im Folgenden nicht betrachtet, sondern es wird immer der Einsatz von Hochenergie-Batterien angenommen. Zudem wird beim Fahren an der Oberleitung die Batterie nicht beansprucht, was bedeutet, dass je höher der oberleitungselektrische Fahrleistungsanteil ist, desto geringer die Beanspruchung der Batterie ist. Je nach Oberleitungsfahranteil wächst daher der Zeitraum, bis ein Austausch der Batterie notwendig ist.

Tabelle 2-5: Fahrzeugspezifikationen O-Lkw im Jahr 2025

| Parameter | Einheit | O-HEV | O-BEV 100 | O-BEV 250 |
|--------------------------------------------|---------|-------|--------------|------------------|
| Leistung Fahrmotor | kW | 2x350 | 350 | 350 |
| Elektr. Reichweite abseits der Oberleitung | km | - | 100 | 250 |
| Batteriekapazität | kWh | 2 | 175 | 400 |
| Batteriegewicht | kg | 60 | 730* - 875** | 1.667* - 2.000** |

* entspricht einer Energiedichte von 240 Wh/kg (auf Batteriesystem-Ebene)

** entspricht einer Energiedichte von 200 Wh/kg (auf Batteriesystem-Ebene)

Quelle: Eigene Annahmen, siehe auch Kapitel 4.13.4

2.4.4. Batterieelektrischer Lkw (BEV)

Rein batterieelektrische Antriebe bergen bei schweren Nutzfahrzeugen mit hohem Energiebedarf und hohen Tagesfahrleistungen Probleme aufgrund der notwendigen Batteriekapazität. Eine ausreichend hohe Reichweite bedeutet ein hohes Batteriegewicht mit einem signifikanten Nutzlastverlust, ein großes Batterievolumen, das schwerlich im Zugfahrzeug untergebracht werden kann sowie hohe Kosten, die ein Hemmnis für den wirtschaftlichen Betrieb darstellen. Die aktuellen Fortschritte in der Batterieentwicklung versprechen allerdings perspektivische Verbesserungen in allen Punkten. Der Hersteller Tesla kündigte 2017 die Entwicklung eines batterieelektrischen 40-Tonnners mit bis zu 800 km elektrischer Reichweite für das Jahr 2019 an.

Im Folgenden werden zwei Varianten betrachtet: ein batterieelektrisches Fahrzeug mit 400 km (BEV 400) und eines mit 800 km Reichweite (BEV 800) in Anlehnung an die Ankündigung von Tesla.

Der **BEV 400** benötigt eine Batterie mit einer Kapazität von 600 kWh, was bei der prognostizierten Entwicklung der spezifischen Energiedichte von 200 Wh/kg im Jahr 2025 einem Gewicht von 3 Tonnen entspricht. Nach Ablauf der 5-jährigen Nutzungsdauer bzw. einer Laufleistung von 600.000 km muss die Batterie gegen eine neue Batterie getauscht werden, weil die maximal mögliche Anzahl an Vollzyklen erreicht ist. Für einen flexiblen Einsatz ist beim BEV 400 eine Infrastruktur an Schnellladesäulen mit hoher Ladeleistung entlang der Autobahnen notwendig, da die durchschnittliche tägliche Einsatzreichweite nicht ohne eine Nachladung am Tag erreicht werden kann.

Der **BEV 800** benötigt eine Batteriekapazität von 1.200 kWh mit einem Gewicht von 6 Tonnen im Jahr 2025. Aufgrund von Größenvorteilen hält diese Batterie im Gegensatz zum BEV 400 das gesamte Fahrzeugleben (ca. 1,2 Mio. km). Auch ist beim BEV 800 das Nachladen mit hoher Leistung über Nacht bei einem durchschnittlichen Einsatzprofil ausreichend (wenn weniger als 800 km am Tag gefahren werden). Sollte in der Fahrerpause ein Teil der Kapazität an einer Schnellladesäule nachgeladen werden, ist auch ein Einsatz mit mehr als 800 km Tagesfahrleistung möglich. Zu bedenken ist jedoch, dass bei einer zukünftigen Einführung von autonomen Fahrzeugen perspektivisch keine Fahrerpausen mehr anfallen.

Tabelle 2-6: Fahrzeugspezifikationen BEV im Jahr 2025

| Parameter | Einheit | BEV 400 | BEV 800 |
|--------------------|---------|---------|---------|
| Leistung Fahrmotor | kW | | 350 |
| Reichweite | km | 400 | 800 |
| Batteriekapazität | kWh | 600 | 1.200 |
| Batteriegewicht | t | 2,5 - 3 | 5 - 6 |

2.4.5. Brennstoffzellen-Lkw (FCEV)

Brennstoffzellen-Lkw können ebenso wie batterieelektrische Fahrzeuge in unterschiedlichen Antriebskonfigurationen auftreten. Mögliche Konfigurationen sind der Direktantrieb durch den mittels Brennstoffzelle erzeugten Strom sowie eine Hybridisierung mit Antrieb des Fahrmotors durch eine dazwischen geschaltete Traktionsbatterie. Die Konzeption des Brennstoffzellen-Lkw als Hybrid erscheint sinnvoll, da der Direktantrieb aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von ausreichend leistungsfähigen Brennstoffzellen derzeit nicht realisierbar ist (Wietschel et al. 2017).

Im Folgenden wird daher ein hybridisierter Brennstoffzellen-Lkw als Referenztechnologie betrachtet, der die Traktionsenergie bei konstanter Fahrt auf der Autobahn aus der Brennstoffzelle und in Situationen mit erhöhtem Leistungsbedarf zusätzlich aus der Batterie bezieht. Die Brennstoffzelle braucht in diesem Fall nur die durchschnittlich benötigte Dauerleistung zur Überwindung von Rollwiderstand und Luftwiderstand etc. (etwa 120 kW) zu erzeugen. Die Batterie puffert Leistungsspitzen wie Anfahren, große Höhenunterschiede etc., so dass dennoch ein Antriebsmotor mit einer üblichen maximalen Leistung von 350 kW angetrieben werden kann. Die Dimensionierung der Batteriekapazität erfolgt über eine Abschätzung der benötigten Energie, um einen Höhenunterschied von 500 Metern allein aus der Batterie bewältigen zu können. Es ergibt sich eine Batteriekapazität von 70 kWh.

Als Tanksystem kommt ein Gasspeicher mit einem Druck von 700 bar zum Einsatz. Eine gasförmige Speicherung bei 350 bar ist derzeit bei Wasserstoff-Bussen Stand der Technik. Die gasförmige Speicherung bei 700 bar ermöglicht eine höhere Energiedichte von 1.330 kWh/m³ (gegenüber 800 kWh/m³ bei 350 bar) (Adolf et al. 2017). Die flüssige Speicherung bei -253°C kann zwar die größte Energiedichte (über 2.000 kWh/m³) erzielen, die erforderliche Kühlung bedeutet jedoch einen erheblichen zu-

sätzlichen Energieaufwand von 21 bis 39 % des Energiegehalts des Wasserstoffs (Edwards et al. 2014). Das Druckniveau von 700 bar eignet sich daher als Standard für Fernverkehrs-Lkw. Der für die Verdichtung erforderliche Energieaufwand beträgt etwa 15 % des Heizwerts des Wasserstoffs (Eichlseder und Klell 2012).

Um einen günstigen Lastpunkt für den Dauerbetrieb der Brennstoffzelle zu erreichen, sollte die Nennleistung etwa 50 % über der Dauerleistung liegen (Jörissen 20.02.18). Es ergibt sich eine Brennstoffzellensystemleistung von 180 kW. Als Technologie wird eine Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle angenommen, da diese im Automobilssektor etabliert ist und noch Effizienzsteigerungen erwarten lässt (Adolf et al. 2017; Moultaq et al. 2017). Der aktuelle Wirkungsgrad wird mit 50 % angenommen. Zwar erreichen Brennstoffzellensysteme schon maximale Wirkungsgrade von knapp 60 % (Wietschel et al. 2017), jedoch nur am optimalen Lastpunkt (Jörissen 20.02.18). Ausführlichere Angaben zum Wirkungsgrad und zum Energieverbrauch finden sich in Abschnitt 2.5.4.

Die Tankkapazität – und damit das Tankvolumen und Tankgewicht – sind abhängig vom Wirkungsgrad bzw. dem Energieverbrauch bei einer bestimmten Reichweite. Das Fahrzeug wird hier für eine Reichweite von 800 km ausgelegt, vergleichbar mit einem aktuell erhältlichen LNG Fahrzeug (Volvo Trucks 2018). Die Kapazität der Batterie wird vereinfachend als konstant angenommen.

Tabelle 2-7: Fahrzeugspezifikationen FCEV im Jahr 2025

| Parameter | Einheit | FCEV |
|--------------------------|---------|------|
| Leistung Fahrmotor | kW | 350 |
| Reichweite | km | 800 |
| Brennstoffzellenleistung | kW | 180 |
| Brennstoffzellengewicht | kg | 64 |
| Batteriekapazität | kWh | 70 |
| Batteriegewicht | kg | 350 |
| Tankkapazität | kg | 55 |
| Tankgewicht | kg | 1184 |

Es wäre möglich, zusätzlich eine externe Lademöglichkeit für die Batterie in das Fahrzeug zu integrieren. Dies würde durch einen erhöhten elektrischen Fahranteil die Energieeffizienz steigern. Allerdings ist bei der genannten Batteriekapazität nur ein maximaler elektrischer Fahranteil von unter 10 % möglich, weshalb diese Option hier nicht näher untersucht wird.

2.5. Fahrzeug-Energieverbrauch

2.5.1. Diesel-Lkw

Referenzfahrzeug (Jahr 2015)

Als Diesel-Referenzfahrzeug wird in der vorliegenden Studie der Baseline-Sattelzug aus dem White Paper „Fuel Efficiency Technology in European Heavy-Duty Vehicles“ des ICCT (Delgado et al. 2017) verwendet, welcher ein durchschnittliches Bestandsfahrzeug des Jahres 2015 repräsentiert. Dieses

Referenzfahrzeug transportiert eine Nutzlast von 19,3 Tonnen und hat, bezogen auf den im VECTO-Tool⁹ definierten Fernverkehrszyklus, einen Dieserverbrauch von 33,1 L/100 km (3,28 kWh/km).

Eine andere aktuelle Studie, die von Ricardo für das ICCT angefertigt wurde, kommt zu ähnlichen Ergebnissen (Norris und Escher 2017): Sattelzüge verbrauchten demnach 2015 in Europa im Fernverkehrseinsatz durchschnittlich 35,7 Liter Diesel pro 100 km, wobei eine Spanne zwischen 31,6 L/100 km für ein Premiumfahrzeug (Best-in-Class) und 38,7 L/100 km für preisgünstige Fabrikate ermittelt wurde. Das Premiumfahrzeug zeichnet sich gegenüber dem Durchschnittsfahrzeug durch einen höheren Motorwirkungsgrad und eine bessere Aerodynamik aus.

Effizienzpotenziale von Diesel-Lkw

Für Diesel-Lkw sind bereits heute zahlreiche Effizienztechnologien verfügbar, allerdings werden sie noch nicht standardmäßig in den Fahrzeugen (SZM und Sattelaufleger) verbaut. Gemäß Delgado et al. (2017) kann der Kraftstoffverbrauch im Fernverkehrseinsatz mit den heute schon kommerziell verfügbaren Effizienztechnologien¹⁰ um bis zu 23 % gegenüber dem Baseline-Fahrzeug reduziert werden.

Bis zum Jahr 2025 ist eine Reduktion um 27 % auf 24,0 L/100 km möglich, wenn ausschließlich Technologien mit kurzen Amortisationszeiten Berücksichtigung finden sollen. Dies entspricht einer durchschnittlichen Reduktion um 3,1 % pro Jahr im Zeitraum 2015 bis 2025. Nach 2025 erlangen weitere Effizienztechnologien und -maßnahmen Marktreife.

Das maximale Potenzial zur Kraftstoffeinsparung, das bis zum Jahr 2030 ohne eine Hybridisierung des Antriebsstrangs erzielt werden kann, wird in der ICCT-Studie (Delgado et al. 2017) auf 39 % gegenüber dem 2015er Referenzfahrzeug beziffert. Dies entspricht einem Dieserverbrauch von ca. 20 L/100 km. Durch den Einbau eines Hybridsystems kann der Verbrauch um weitere 1,23 Liter auf 18,9 L/100 km gesenkt werden; dies entspricht einer Gesamtreduktion um 43 % gegenüber dem Referenzfahrzeug.

Getroffene Annahmen

Für den in der vorliegenden Studie durchgeführten Technologievergleich wird für neue Dieselfahrzeuge eine Verbrauchsreduktion gegenüber dem 2015er Referenzfahrzeug angenommen:

- um 18 % auf 27,0 L/100 km im Jahr 2025 und
- um 27 % auf 24,0 L/100 km im Jahr 2030.

Die zugrunde liegenden Motorwirkungsgrade betragen 43,5 % in 2015, 46,0 % in 2025 und 48,6 % in 2030. Es wird davon ausgegangen, dass dieselebetriebene Fernverkehrs-Lkw bis zum Jahr 2030 nicht hybridisiert werden, da ein Hybridsystem wie oben beschrieben nur vergleichsweise geringe Einsparungen ermöglicht und gleichzeitig die teuerste Effizienztechnologie ist (Meszler et al. 2018).

⁹ Das VECTO-Tool ist ein im Auftrag der Europäischen Kommission entwickeltes Simulationsprogramm zur standardisierten Bestimmung von Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen auf EU-Ebene

¹⁰ inkl. Verbesserungen in Bezug auf Rollwiderstand (Reifen), Aerodynamik und Fahrzeuggewicht (Leichtbau)

Tabelle 2-8: Energieverbrauch (TTW) von SZM im Fernverkehrszyklus

| Jahr | Diesel | Einheit | Diesel | O-HEV* | LNG | FCEV |
|------|---------------|---------|--------|--------|------|------|
| 2015 | 33,1 L/100 km | kWh/km | 3,28 | 3,11 | 3,77 | 2,72 |
| 2025 | 27,0 L/100 km | kWh/km | 2,68 | 2,50 | 2,68 | 2,30 |
| 2030 | 24,0 L/100 km | kWh/km | 2,38 | 2,21 | 2,38 | 2,09 |

* Oberleitungs-Hybrid-Lkw im Dieselmotorenmodus, siehe Abschnitt 2.5.3.2

2.5.2. LNG-Lkw

Der Energieverbrauch von LNG-Lkw hängt entscheidend davon ab, ob die Fahrzeuge mit Otto- oder Dieselmotoren ausgestattet sind, da Ottomotoren auf Grund des geringeren Wirkungsgrades einen um 15-20 % höheren Energieverbrauch aufweisen.

In dieser Studie wird wie in Moultaq et al. (2017) davon ausgegangen, dass LNG-Lkw im Ausgangsjahr 2015 einen um 15 % höheren Energieverbrauch hatten als das Diesel-Referenzfahrzeug. Dies entspricht einem Verbrauch von 3,77 kWh pro Kilometer im Fernverkehrszyklus. Für die Jahre ab 2025 wird angenommen, dass sich bei LNG-Fahrzeugen Motoren nach dem HPDI-Prinzip durchsetzen und sie somit den gleichen Energieverbrauch wie Dieselfahrzeuge aufweisen (siehe Tabelle 2-7).

Verdampfungsverluste werden nicht separat betrachtet. Ein Test vom Hersteller Scania hat gezeigt, dass bei LNG-Fahrzeugen ein Boil-Off erst nach einer Standzeit von 5 Tagen auftritt (Helander und Gunnarsson 2015). Solche Standzeiten sind bei Nutzfahrzeugen selten der Fall. Zudem sind verschiedene technische Systeme entwickelt worden, um den eventuell auftretenden Boil-Off aufzufangen und teils wiederzuverwerten (z. B. „Vapour Collapse System“ und „Vapour Return System“).

2.5.3. Elektro-Lkw

2.5.3.1. Batterieelektrische Fahrzeuge

Im Fernverkehr werden bisher noch keine batterieelektrisch betriebenen Sattelzüge eingesetzt. In Moultaq et al. (2017) wird für 2020 ein Energieverbrauch von 1,6 kWh/km angenommen, der sich bis zum Jahr 2030 auf 1,25 kWh/km reduziert. Auch die Angaben zu ersten marktverfügbaren Fahrzeugen (E-Force E44) sowie Expertenschätzungen bewegen sich in diesem Bereich. Vor diesem Hintergrund wird der Stromverbrauch eines rein batterieelektrischen Lkw für das Referenzjahr 2015 mit 1,5 kWh/km im Fernverkehrszyklus abgeschätzt. Diese Angabe bezieht sich auf die Energiemenge, die der Traktionsbatterie entnommen wird, und ist somit der maßgebliche Verbrauchswert für die Berechnung der elektrischen Reichweite des Lkw.

Im Gegensatz zum (Tank-to-Wheel-)Verbrauch verbrennungsmotorischer Fahrzeuge müssen bei Elektro-Lkw zusätzlich noch Ladeverluste berücksichtigt werden. Darüber hinaus können sich Alterungsprozesse in der Batterie mit zunehmender Fahrzeuglebensdauer verbrauchssteigernd auswirken. Beide Einflüsse lassen sich jedoch nur schwer quantifizieren. In der vorliegenden Studie wird angenommen, dass sie über die gesamte Fahrzeug-Lebensdauer hinweg zu einem durchschnittlichen Mehrverbrauch von zusammen 10 % bzw. 0,15 kWh/km führen. Der Gesamtstromverbrauch batterieelektrischer Lkw beträgt im Referenzjahr 2015 somit 1,65 kWh/km (ab Stromnetz).

Des Weiteren wird aus Moultaq et al. (2017) die Annahme übernommen, dass der Stromverbrauch neu zugelassener Fahrzeuge mit jedem Anschaffungsjahr um 1 % zurück geht. Diese Effizienzsteigerung wird im Wesentlichen durch die Verringerung von Roll- und Luftwiderstand erreicht und nur zu

einem kleineren Teil durch Verbesserungen am elektrischen Antriebsstrang, der bereits heute eine sehr hohe Energieeffizienz aufweist. Es ergibt sich ein Stromverbrauch von 1,36 kWh/km (inkl. Verluste: 1,49 kWh/km) im Jahr 2025 sowie von 1,29 kWh/km (inkl. Verluste: 1,42 kWh/km) im Jahr 2030, wie in der folgenden Tabelle dargestellt ist.

Tabelle 2-9: Energieverbrauch elektrischer SZM im Fernverkehrszyklus

| Jahr | Einheit | Batterieelektrischer Lkw* | | Oberleitungs-Lkw** | |
|------|---------|---------------------------|--------------|--------------------|----------------------------|
| | | Battery-to-Wheel | ab Stromnetz | ab Oberleitung | ab Stromnetz ¹¹ |
| 2015 | kWh/km | 1,50 | 1,65 | 1,60 | 1,76 |
| 2025 | kWh/km | 1,36 | 1,49 | 1,45 | 1,59 |
| 2030 | kWh/km | 1,29 | 1,42 | 1,38 | 1,51 |

* BEV oder O-BEV im Batteriemodus

** O-BEV oder O-HEV mit ausgefahrenem Stromabnehmer

2.5.3.2. Oberleitungs-Lkw

Oberleitungs-Lkw haben einen erhöhten Luftwiderstand, wenn der Pantograph (Stromabnehmer) ausgefahren und mit der Oberleitung verbunden ist. Testfahrten von Siemens haben ergeben, dass der erhöhte Luftwiderstand bei den hohen Durchschnittsgeschwindigkeiten im Fernverkehr zu einem um ca. 0,1 kWh/km erhöhten Stromverbrauch¹² führt. Bei Fahrten an der Oberleitung werden also 1,6 kWh/km aus dem Fahrdrabt entnommen, bezogen auf das Referenzjahr 2015. Bei dem angenommenen Verbrauchsrückgang von 1 % pro Jahr beträgt der Stromverbrauch von Neufahrzeugen im Jahr 2025 somit 1,45 kWh/km sowie 1,38 kWh/km im Jahr 2030 (ab Oberleitung). Des Weiteren müssen noch die Stromverluste innerhalb der Oberleitungsinfrastruktur¹³ berücksichtigt werden. Diese betragen laut Siemens ca. 10 % – gemessen vom Anschluss ans Mittelspannungsnetz bis zur Schnittstelle Fahrdrabt/Pantograph – und werden im hier durchgeführten Technologievergleich ebenfalls den Oberleitungsfahrzeugen zugerechnet. Die resultierenden Stromverbräuche sind in Tabelle 2-8 aufgeführt.

Oberleitungs-Hybrid-Lkw (O-HEV) profitieren im verbrennungsmotorischen Betrieb von der Hybridisierung des Antriebsstrangs: gemäß Delgado et al. (2017) kann der Kraftstoffverbrauch des Diesel-Referenzfahrzeugs durch den Einsatz eines Hybridsystems im Fernverkehrszyklus um 3,8 % bzw. 1,26 L/100 km gesenkt werden¹⁴. An dieser Stelle muss berücksichtigt werden, dass sich die ICCT-Studie auf ein Hybridsystem mit einem 120 kW Elektromotor bezieht, während im hier durchgeführten Technologievergleich O-HEV mit einem 350 kW Elektromotor (und -generator) betrachtet werden, welche größere Energiemengen rekuperieren können. Deshalb wird die Annahme getroffen, dass sich der Verbrauch von O-HEV im Dieselbetrieb um weitere 0,5 L/100 km verringert. Es resultiert ein Dieselverbrauch von 3,11 kWh/km (bzw. 31,3 L/100 km) im Jahr 2015. Für die Jahre 2025 und 2030 ergibt sich für O-HEV im Dieselbetrieb im Fernverkehrszyklus ein Verbrauch von 2,50 kWh/km bzw. 2,21 kWh/km.

¹¹ Mittelspannungsnetz

¹² Mehrverbrauch gegenüber dem „Battery-to-Wheel“-Verbrauch batterieelektrischer Lkw von 1,5 kWh/km.

¹³ Die größten Verluste treten im Unterwerk an den Transformatoren und Gleichrichtern sowie in den Fahrdrähten (ohmsche Verluste) auf.

¹⁴ Im regionalen Verteilerverkehr erzielen Hybridsysteme auf Grund der häufigeren Brems- und Beschleunigungsvorgänge eine deutlich höhere Kraftstoffeinsparung von 14,8 %.

2.5.4. Brennstoffzellen-Lkw

Der Energieverbrauch des Brennstoffzellen-Lkw wird abgeleitet vom Wirkungsgradverhältnis zum Diesel-Lkw und zum O-Lkw ohne Pantograph. Bei der Ableitung des Energieverbrauchs vom Diesel-LKW wurde eine zusätzliche Energieeinsparung durch die Rekuperationsfähigkeit des Brennstoffzellen-Lkw angenommen (diese ist beim O-Lkw schon berücksichtigt). Die Einsparungen im Fernverkehr durch Rekuperation betragen laut Meszler et al. (2018) 1,2 L/100 km bzw. 0,12 kWh/km. Die hergeleiteten Energieverbräuche des Brennstoffzellen-Lkw sind in Tabelle 2-8 dargestellt.

Eine zentrale Annahme zur Bestimmung des Energieverbrauchs ist der Gesamtwirkungsgrad des Brennstoffzellensystems. In Anlehnung an James et al. (2017) wurden folgende Werte gewählt: 50 % (2015); 52 % (2025) und 54 % (2030). Es wurden leicht höherer Werte angenommen, da der hier analysierte Lkw im Hybridbetrieb die Brennstoffzelle an einem niedrigeren und damit effizienteren Lastpunkt betreibt als bei Brennstoffzellen-Lkw mit Direktantrieb. Auch andere Quellen gehen von Wirkungsgraden leicht über 50 % aus (Adolf et al. 2017; Meszler et al. 2018; Jörissen 20.02.18). Ein maximaler Wirkungsgrad von um die 60 % wie z. B. in Wietschel et al. (2017) angenommen, wird laut Jörissen (20.02.18) nur bei 20-30 % Last erreicht. Der Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Stacks allein liegt etwa 4 %-Punkte höher als der Gesamtwirkungsgrad (James et al. 2017).

Die aus den genannten Annahmen errechneten Verbräuche sind konsistent mit anderen Quellen (Moultak et al. 2017; Gnann et al. 2017). Albrecht et al. (2016) nennt zwar geringere Verbräuche, jedoch beziehen sich die Angaben auf Lkw einer kleineren Größenklasse. Bei einer fixen Reichweite von 800 km ergeben sich für die jeweiligen Betrachtungsjahre unterschiedliche Tankkapazitäten und -gewichte (siehe Kapitel 2.4.5).

2.6. Chemische und physikalische Eigenschaften der Kraftstoffe

Die zum Einsatz kommenden gasförmigen und flüssigen Kraftstoffe unterscheiden sich in Bezug auf ihre chemischen und physikalischen Eigenschaften. In der folgenden Tabelle sind die Annahmen zu Heizwert und Dichte dargestellt, die für die anschließenden Analysen als Grundlage dienen. Diese sind für die Berechnung der erforderlichen Kraftstoffmengen und von deren Volumen (Tankgröße) erforderlich.

Tabelle 2-10: Chemische und physikalische Eigenschaften der Kraftstoffe

| Antrieb | Heizwert (MJ/kg) | Dichte (kg/m ³) | Quelle |
|-------------|------------------|------------------------------|---------------------------------------------|
| Diesel | 42,8 | 835 | EN 16258 |
| LNG | 45,1 | 460 | Edwards et al. 2014 |
| Wasserstoff | 120 | 23,3 @350bar 39,3 @700bar | Adolf et al. 2017; Eichseder und Klell 2012 |

Die Werte für **Diesel** stammen aus der Norm EN 16258 und berücksichtigen einen Biodieselanteil von 5 %.

Nimmt man an, dass **LNG** aus 100 % Methan besteht, liegt der Heizwert bei 50 MJ/kg wie in Wurster et al. (2014). Methangehalte variieren je nach Herkunftsland des Gases. Bei LNG, das in die EU importiert wird, liegen die Heizwerte zwischen 38,0 und 49,1 MJ/kg, bei einem Durchschnitt von 45,1 MJ/kg (Edwards et al. 2014). Damit liegt LNG vom Energiegehalt zwischen Erdgas L und Erdgas H (BDEW 2017b). In Folgenden wird als Heizwert der EU-Durchschnittswert von 45,1 MJ/kg verwendet. Dies entspricht einem Brennwert von 50,0 MJ/kg (umgerechnet nach BDEW 2017b). Die Dichte von LNG ist nicht trivial zu messen, Literaturquellen variieren etwa zwischen 430 und

480 kg/m³. Im Folgenden wird eine mittlere Dichte für LNG von 460 kg/m³ angenommen (vgl. U.S. Department of Energy (DOE) und National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) 2005).

Der Heizwert von **Wasserstoff** beträgt 120 MJ/kg und die Dichte bei Normaldruck 0,0899 kg/Nm³ (Adolf et al. 2017; Eichlseder und Klell 2012). Durch die starke Druckabhängigkeit der Dichte ergeben sich bei 350 bar 23,3 kg/m³ und bei 700 bar 39,3 kg/m³ (Eichlseder und Klell 2012). Beide Werte gelten bei einer Temperatur von 25°C.

3. Treibhausgas-Emissionen der Antriebsalternativen

Die Hauptmotivation für die Einführung von alternativen Antrieben und Kraftstoffen bei Fernverkehrslkw ist die Minderung von klimaschädlichen Treibhausgasemissionen. Die Gesamt-Treibhausgasemissionen (Well-to-Wheel, WTW) aus der Nutzungsphase des Fahrzeugs setzen sich aus zwei Bestandteilen zusammen:

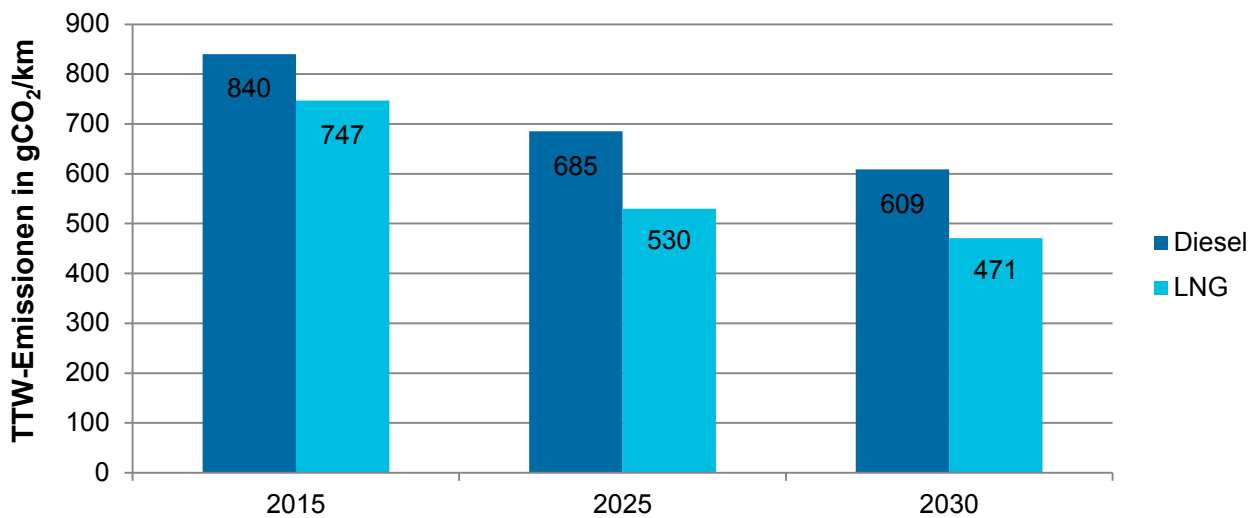
- Direkte Emissionen, die bei der Verbrennung des Kraftstoffs im Motor des Fahrzeugs freigesetzt werden (Tank-to-Wheel, TTW).
- Indirekte Emissionen (auch: Vorketten-Emissionen), die bei der Herstellung, der Umwandlung, dem Transport und der Verteilung des Kraftstoffs bzw. Energieträgers emittiert werden (Well-to-Tank, WTT).

Die relative Verteilung der Gesamtemissionen auf Kraftstoffbereitstellung (WTT) und -nutzung (TTW) ist je nach Antriebsoption sehr unterschiedlich. Ein umfassender Vergleich der erzielten Treibhausgasreduzierungen ist daher nur unter Berücksichtigung beider Phasen aussagekräftig. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Energiebereitstellung und deren Nutzung im Fahrzeug in zwei unterschiedlichen Sektoren erfolgen, die wiederum sektorspezifischen Rahmenbedingungen und Zuständigkeiten unterliegen.

3.1. Direkte THG-Emissionen (TTW-Emissionen)

Die direkten THG-Emissionen werden in der Bilanzierungslogik dem Verkehrssektor zugerechnet, während die indirekten Emissionen anderen Sektoren (Stromsektor, Industrie (Kraftstoffherstellung) und Bergbausektor) zugerechnet werden. Die direkten Emissionen können durch die technische Konzeption der Fahrzeuge beeinflusst werden. So können bei konventionellen Antrieben die direkten Emissionen durch Effizienzmaßnahmen reduziert werden. Durch die Wahl von alternativen Antrieben können direkte Emissionen sogar ganz vermieden werden.

Von den im Technologievergleich betrachteten Antrieben treten deshalb nur bei Diesel und LNG TTW-Emissionen auf. Die TTW-Emissionen bilden die Grundlage für die CO₂-Regulierung bei schweren Nutzfahrzeugen (siehe Abschnitt 2.2.1). Der spezifische TTW-Emissionswert für Erdgas (LNG) beträgt 198 g CO₂e/kWh (Edwards et al. 2014). Für Diesel mit 5 % Biodieselanteil betragen die direkten Emissionen 256 g CO₂e/kWh (Edwards et al. 2014), was 2,54 kg CO₂-Äquivalenten pro Liter Dieselmotorkraftstoff entspricht. Für die in Kapitel 2 eingeführten typischen Fahrzeugkonfigurationen im Straßengüterfernverkehr ergeben sie die in Abbildung 3-1 dargestellten direkten Emissionen im Betrieb für LNG- und Diesel-Lkw. Der Rückgang der direkten Emissionen im Betrachtungszeitraum begründet sich mit der unterstellten Effizienzsteigerung von Diesel- und LNG-Lkw (siehe Abschnitt 2.5). Rein elektrische Antriebe (BEV, O-BEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) verursachen antriebsbedingt hingegen im Betrieb keine Treibhausgasemissionen.

Abbildung 3-1: Direkte THG-Emissionen (TTW) pro Kilometer von Diesel- und LNG-Lkw

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

3.2. Indirekte THG-Emissionen (WTT-Emissionen)

Die indirekten THG-Emissionen (WTT-Emissionen) werden außerhalb des Verkehrssektors freigesetzt. Sie entstehen durch die Herstellung, Umwandlung, Transport und Distribution des Kraftstoffes bzw. Energieträgers. Die dabei entstehenden Treibhausgase werden nicht am Fahrzeug sondern dezentral emittiert – am Produktionsort und entlang des Transportwegs. Im Fall von LNG und Diesel liegen die Produktionsorte in anderen Ländern, wo dementsprechend auch die Emissionen durch die Produktion anfallen.

Gemäß Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2017) lag der Biokraftstoffanteil am **Dieselmkraftstoff** im Jahr 2016 bei 4,7 %. Legt man einen Kraftstoffmix aus 95 % konventionellem Dieselmkraftstoff und 5 % Biodiesel zu Grunde, ergeben sich gemäß der Europäischen Norm „Methode zur Berechnung und Deklaration des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen bei Transportdienstleistungen“ (EN 16258:2013-3) WTT-Emissionen von 64 g CO₂/kWh. In diesem Wert sind die Emissionen durch Förderung oder Anbau von Primärenergie, Raffinieren, Umwandlung, Transport und Verteilung von Energie auf sämtlichen Stufen der Produktion des verwendeten Kraftstoffs enthalten.

Die WTT-Emissionen von **LNG** hängen vom Standort der Erzeugung und der Transportweite ab. Laut Edwards et al. (2014) liegen die WTT-Emissionen für LNG in Europa, das in flüssigem Zustand in Fahrzeugen genutzt wird, bei 70 g CO₂/kWh (68 bis 73 g CO₂/kWh). In den Werten sind, analog zur Europäischen Norm EN 16258:2013-3, Emissionen durch Produktion, Konditionierung, Transport und Distribution enthalten. Die Transportweite ab dem Zielterminal per Lkw-Trailer beträgt 500 km. Boil-off Verluste können vernachlässigt werden, da in modernen Tanks pro Tag nur noch 0,1 bis 0,2 % Verluste auftreten (Simmer et al. 2014). Während der längsten Phase des Transports per Schiff, wird der Boil-off nicht verloren sondern für den Schiffsantrieb oder die Stromversorgung an Bord genutzt (Dobrota et al. 2013).

Die Emissionen für **Strom** ergeben sich aus der zugrunde gelegten Stromerzeugung. Angesichts des zunehmenden Ausbaus von erneuerbaren Energien ergeben sich über die Zeit erhebliche Veränderungen in der CO₂-Intensität der Stromerzeugung. Die hier zugrunde gelegten Emissionsfaktoren für

Strom beruhen auf den Annahmen des Öko-Instituts im MWMS¹⁵-Szenario des Projektionsberichts der Bundesregierung (BReg 2015). Im Jahr 2015 betrug der Emissionsfaktor für Strom 542 g CO₂e/kWh. Die CO₂-Intensität der Stromerzeugung sinkt im genannten Szenario bis zum Jahr 2035 auf 355 g CO₂e/kWh. Der Wert für 2040 wurde aufgrund des Trends der vorangegangenen Jahre extrapoliert.

Tabelle 3-1: CO₂-Emissionsfaktoren der Stromerzeugung in Deutschland (Strommix)

| Jahr | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|
| g CO ₂ e/kWh | 542 | 485 | 477 | 413 | 355 | 290 |

Quelle:(BReg 2015)

Da **Wasserstoff** über verschiedene Pfade hergestellt werden kann, variieren die WTT-Emissionen in einem großen Bereich. Mögliche Herstellungsprozesse sind Elektrolyse und Steam Reforming aus Erdgas, jeweils dezentral am Abnahmeort oder zentral, mit anschließender flüssiger oder gasförmiger Distribution im Lkw-Trailer oder per Pipeline. Die höchsten Emissionen entstehen dabei durch die Elektrolyse mit Strom aus fossilen Ressourcen, die niedrigsten durch Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Quellen. Dazwischen liegt das Steam Reforming mit Erdgas. Zentrale Großanlagen sind effizienter als kleinere dezentrale Anlagen, jedoch stehen diesem Vorteil aufgrund des notwendigen Wasserstofftransports zur Abnahmestelle Verluste gegenüber. Laut Edwards et al. (2014) bewirken die Pfade mit zentraler Erzeugung daher etwas höhere Emissionen. Die in Kapitel 5 beschriebene Wasserstoffinfrastruktur basiert auf einer dezentralen Elektrolyse direkt an der Tankstelle. Die Emissionsfaktoren in Tabelle 3-2 errechnen sich für die Elektrolyse aus der CO₂-Intensität des deutschen Strommix (BReg 2015) und Windenergie (Memmler et al. 2017) sowie dem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs (DLR 2015), der Wert für Steam Reforming stammt aus Edwards et al. (2014).

Tabelle 3-2: WTT-CO₂-Emissionen der Wasserstoffherstellung

| | Einheit | 2015 | 2025 | 2030 |
|-----------------------------------|---------------------------------------|------|------|------|
| On-Site Elektrolyse (Strommix-D) | g CO ₂ /kWh H ₂ | 939 | 824 | 813 |
| On-Site Elektrolyse (Windenergie) | g CO ₂ /kWh H ₂ | 19 | 16 | 16 |
| On-site Steam-Reforming | g CO ₂ /kWh H ₂ | 424 | k.A. | k.A. |

Quelle: eigene Berechnung auf Basis der BReg 2015), DLR (2015), Memmler et al. 2017 sowie Edwards et al. 2014)

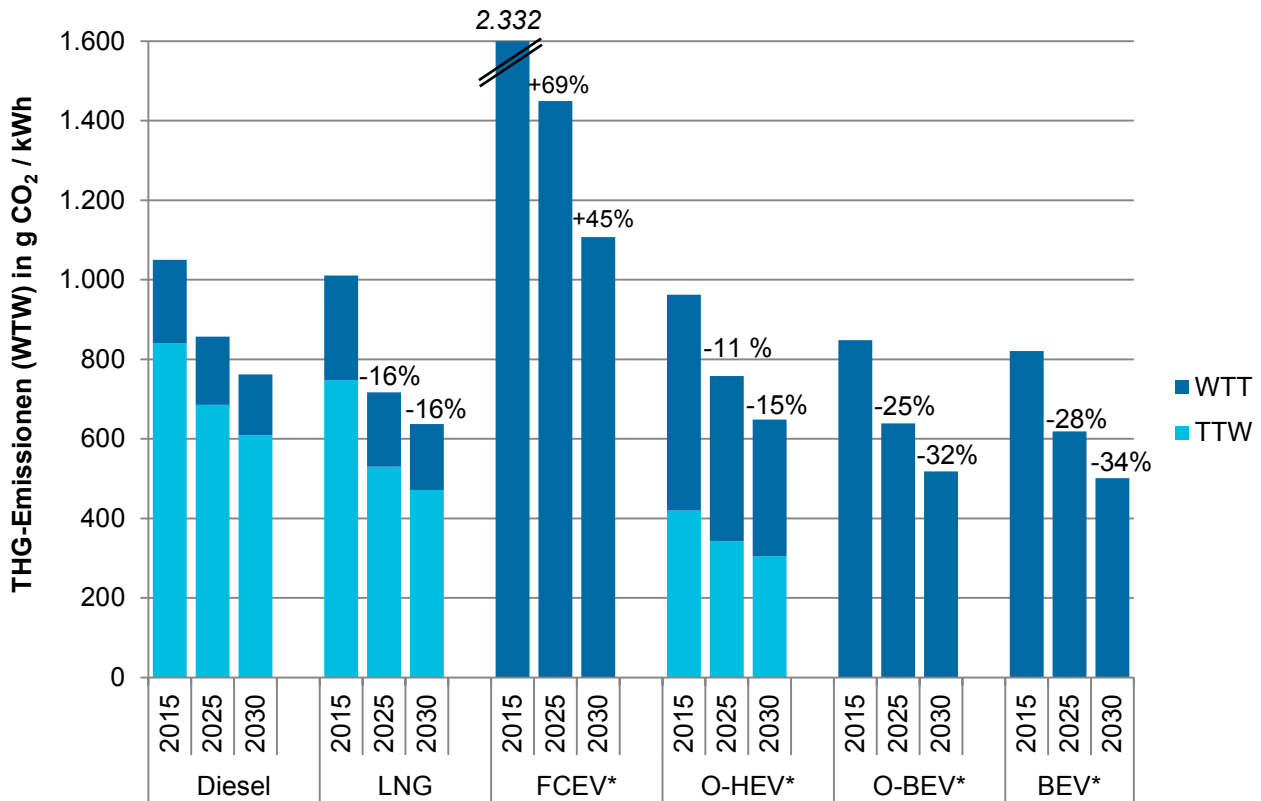
3.3. Gesamt-THG-Emissionen (WTW-Emissionen)

Summiert man die direkten (TTW-) und indirekten (WTT-)THG-Emissionen, erhält man die Gesamtemissionen (WTW). In Abbildung 3-2 sind die Ergebnisse für alle Antriebsarten im Vergleich dargestellt. Die Ergebnisse basieren auf der Annahme, dass die strombasierten Antriebe (FCEV, O-BEV, BEV) mit Strom entsprechend des deutschen Strommixes des jeweiligen Jahres versorgt werden, somit auch untereinander vergleichbar und konsistent mit den Energiepreisannahmen der anschließenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (siehe Abschnitt 4.5) sind.

¹⁵ MWMS: "Mit weiteren Maßnahmen"-Szenario

Die alternativen Antriebskonzepte erzielen dabei im Jahr 2025 und 2030 Einsparungen gegenüber einem optimierten Dieselmotor zwischen 16 und 34 %. Eine Ausnahme stellt der Brennstoffzellen-Lkw dar, welcher erheblich höhere Gesamtemissionen erzeugt. Im Jahr 2015 sind diese bei der unterstellten Wasserstoffbereitstellung per Elektrolyse auf Basis des Strommixes mit mehr als doppelt so hohen Emissionen gegenüber dem Dieselfahrzeug verbunden. Bis 2030 verbessert sich die Bilanz aufgrund einer zunehmenden Dekarbonisierung der Stromerzeugung. Aber auch dann beträgt der Emissionsaufschlag gegenüber einem effizienten Diesel-Fahrzeug noch 50 %.

Abbildung 3-2: THG-Emissionen pro Kilometer (auf WTW-Basis) verschiedener Lkw-Antriebsoptionen mit prozentualer Veränderung ggü. Diesel-Lkw



* WTT-Emissionen auf Basis der CO₂-Intensität der Stromerzeugung in Deutschland (Stromix) im jeweiligen Nutzungszeitraum

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Der O-HEV mit einem Fahranteil von 50 % konventionell und 50 % elektrisch erzielt Einsparungen zwischen 11 und 15 %. Die rein elektrisch betriebenen O-BEV und BEV erzielen noch höhere Einsparungen von 25 bis 34 %. LNG-Lkw können im Betrachtungszeitraum ein mit O-HEV vergleichbares THG-Minderungspotenzial erschließen. Während jedoch für die elektrischen Antriebe die Treibhausgasreduzierung durch die angestrebte weitere Dekarbonisierung der Stromerzeugung nach 2030 weiter fortschreitet, würde eine weitere Emissionsminderung bei LNG-Lkw einen Umstieg auf synthetische Kraftstoffe auf Basis regenerativ erzeugtem Stroms erfordern.

Die dargestellten relativen Einsparpotenziale könnten zukünftig auch höher ausfallen, da für den Dieselmotor ambitionierte Effizienzmaßnahmen hinterlegt sind, die eventuell zukünftig nicht im vollen Umgesetzt werden (siehe Kapitel 2.5.1). Bezogen auf den heutigen Kraftstoffverbrauch und das Emissionsniveau von Diesel-Lkw können die betrachteten Antriebsalternativen die WTW-Emissionen um teilweise mehr als 50 % bis zum Jahr 2030 reduzieren.

3.4. Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse

Die Analyse der Gesamtreibhausgasemissionen zeigt, dass die betrachteten elektrischen Antriebsvarianten trotz des weiterhin relativ hohen Anteils von Strom auf Basis fossiler Energieträger im Betrachtungszeitraum bis 2030 bereits einen deutlichen Vorteil gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug erzielen können. Brennstoffzellen-Lkw schneiden hingegen im Betrachtungszeitraum auf Basis des unterstellten Strommixes auf Grund des deutlich geringeren Gesamtwirkungsgrads deutlich schlechter als das Diesel-Referenzfahrzeug ab. Verbrennungsmotorische Antriebe haben zwar ebenfalls mittelfristig noch ein Effizienz- und damit THG-Minderungspotenzial, die perspektivisch notwendige Dekarbonisierung wäre aber nur beim Einsatz von synthetischen Kraftstoffen auf Basis von Strom aus erneuerbaren Quellen möglich.

In diesem Kontext relevant ist, dass der Gesamtenergiebedarf – und damit der perspektivisch erforderliche Zubau an EE-Kapazitäten – bei der direkte Stromnutzung am geringsten ausfällt. Der höchste Gesamtenergiebedarf fällt bei Diesel-Lkw an (siehe auch Abbildung 4-5 in Abschnitt 4.6). Beim Einsatz von synthetischen EE-Kraftstoffen zur Dekarbonisierung von verbrennungsmotorischen Fahrzeugen würde sich der WTW-Wirkungsgrad weiter verschlechtern und in einen deutlich höheren EE-Bedarf pro Fahrzeug resultieren.

4. Nutzerkosten (TCO) der Antriebsalternativen im Vergleich

4.1. Hintergrund und Zielstellung

Die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen im Logistikmarkt wird maßgeblich von den Transportkosten bestimmt. Eine zentrale Anforderung an die eingesetzten Fahrzeuge, und damit für den Markterfolg einer Antriebstechnologie, sind daher konkurrenzfähige Gesamtkosten für einen typischen Nutzungszeitraum des Fahrzeugs im Fernverkehr. Perspektivisch werden sich im Logistikmarkt alternative Antriebstechnologien nur dann durchsetzen können, wenn sie die Gesamtkosten der etablierten Dieselsechnologie unterbieten können.

Der Betrieb von schweren – in der Regel dieselbetriebenen – Nutzfahrzeugen im Straßengüterfernverkehr wird heute von den Personalkosten dominiert. Es folgen die Kosten für Kraftstoff, Fahrzeugbeschaffung und -wartung (in dieser Reihenfolge, siehe Abbildung 4-1). Die Personalkosten sind unabhängig von der Art des Fahrzeugantriebs. Durch den Einsatz von neuen Antriebsalternativen kann es jedoch zu deutlichen Verschiebungen der antriebsspezifischen Kosten in Bezug auf ihre Anteile als auch die absolute Höhe kommen.

Im Folgenden werden die Gesamtkosten für die in Abschnitt 2.4 diskutierten Fahrzeugvarianten für unterschiedliche Rahmenbedingungen und Zeitpunkte analysiert und wichtige Einflussgrößen im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen hinsichtlich ihres Einflusses auf das Gesamtergebnis analysiert. Hierfür werden zunächst wichtige technische und ökonomische Eingangsgrößen diskutiert. Die Gesamtkostenbetrachtung der verschiedenen Antriebstechnologien und Fahrzeugkonfigurationen bezieht sich jeweils auf eine Sattelzugmaschine, die für einen Zeitraum von **5 Jahren (Haltedauer des Erstnutzers)** im Straßengüterfernverkehr eingesetzt wird (Altenburg et al. 2017). In diesem Kapitel werden die **Kosten aus Nutzersicht (TCO¹⁶)** diskutiert, die sich aus den folgenden Kostenbestandteilen zusammensetzen:

¹⁶ Total Cost of Ownership

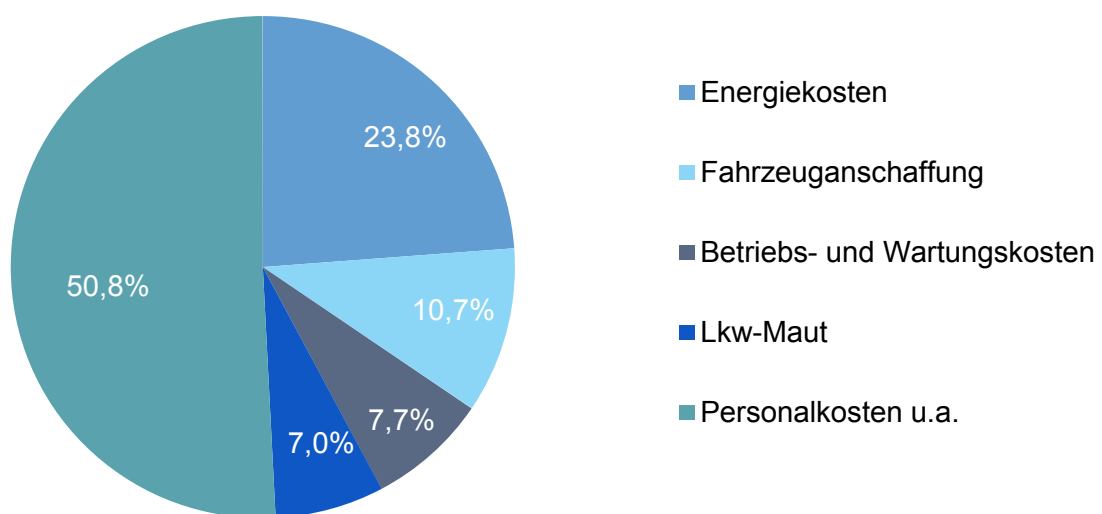
- Kosten für die Fahrzeuganschaffung (Kap. 4.4)
- Energiekosten (Kap.4.6)
- Betriebs- und Wartungskosten (Kap. 4.7)
- Lkw-Maut (Kap. 4.8)

Alle nachfolgend aufgeführten Kosten verstehen sich als **Nettokosten (exkl. Mehrwertsteuer)** und werden in der Währungseinheit €₂₀₁₅ angegeben (siehe auch Abschnitt 4.2). Die Kosten für den Sattelaufleger sind nicht Bestandteil des Kostenvergleichs. Um dennoch eine direkte Vergleichbarkeit zu den oft zitierten Studien des ICCT sicherzustellen, wird folgendes Vorgehen gewählt:

In Meszler et al. (2018) werden Kosten für verschiedene Pakete von Effizienztechnologien angegeben, die sich auf den gesamten¹⁷ Sattelzug beziehen, bestehend aus einer SZM und 1,4 Sattelauflegern. Diese Technologiekosten aus Meszler et al. (2018) werden im hier durchgeführten Technologievergleich vollständig den o.g. Nutzerkosten (TCO) einer SZM zugerechnet.

Keine Berücksichtigung finden hingegen Kosten, die vollkommen unabhängig von der Antriebstechnologie sind wie z. B. Fahrerkosten, Versicherung, Unterstellung oder Fahrzeugreinigung. Auch wird an dieser Stelle auf die explizite Berücksichtigung von Kosten für die Nutzung der noch zu errichtenden alternativen Energieversorgungsinfrastruktur (jenseits der Energiekosten) zunächst verzichtet. Dieser Aspekt wird in den Folgekapiteln dann ausführlich beleuchtet.

Abbildung 4-1 Prognose der Nutzerkostenstruktur von Diesel-Sattelzügen im Zeitraum 2020 bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Meszler et al. (2018) S.25

4.2. Ökonomische Bezugseinheit und Rahmenbedingungen

Als ökonomische Bezugsgröße wird im Technologievergleich die Einheit €₂₀₁₅ verwendet. Alle Kosten und Preise, die in US-Dollar angegeben sind und/oder sich auf zukünftige Jahre beziehen, werden in die Bezugseinheit €₂₀₁₅ umgerechnet.

¹⁷ Dies betrifft Effizienzmaßnahmen an Reifen (Rollwiderstand) und Aerodynamik (Luftwiderstand) sowie Leichtbau.

Umrechnung von US-Dollar in Euro

Im Jahr 2015 betrug der durchschnittliche Wechselkurs 1,1106 US\$₂₀₁₅/€₂₀₁₅ bzw. 0,9004 €₂₀₁₅/\$₂₀₁₅. Für alle in der Zukunft liegenden Jahre werden US-Dollar zu einem Kurs von 1,20 US\$_{20xy}/€_{20xy} in Euro umgerechnet. Anschließend findet die Umrechnung in €₂₀₁₅ statt.

Inflationsrate und Umrechnung in die Bezugseinheit €₂₀₁₅

In der vorliegenden Studie wird für den Zeitraum von 2015 bis 2030 eine durchschnittliche jährliche Inflationsrate von 1,6 % p.a. angenommen. Dieser Wert liegt höher als die durchschnittliche Inflationsrate der letzten zehn Jahre (1,28 % p.a. im Zeitraum 2007-2017 (destatis 2017)), aber etwas niedriger als die von der Europäischen Zentralbank angestrebte Inflationsrate von knapp unter 2 % p.a.

Mit der hier angenommenen Inflationsrate von 1,6 % p.a. ergibt sich im Zehn-Jahres-Zeitraum 2015-2025 eine allgemeine Preissteigerung (Anstieg des Verbraucherpreisindex) von 17,2 %, die sich nach der Formel $(1 + 1,6 \%)^{10} = 1,172 = 117,2 \%$ berechnet. Preise und Kosten, die sich auf das Jahr 2025 beziehen, können mit diesem Faktor wie folgt in die Bezugseinheit €₂₀₁₅ umgerechnet werden:

$$1 \text{ €}_{2015} = 1,172 \text{ €}_{2025}$$

Analog dazu ergeben sich für den 15-Jahres-Zeitraum 2015-2030 eine allgemeine Preissteigerung von 26,9 % und der Umrechnungsfaktor:

$$1 \text{ €}_{2015} = 1,269 \text{ €}_{2030}$$

4.3. Batteriekostenentwicklung

Bei allen elektrifizierten Fahrzeugen mit Traktionsbatterie ist die weitere Entwicklung von Batterietechnologien für automobiler Anwendungen von herausragender Bedeutung für die Entwicklung des Fahrzeugpreises und damit der Wirtschaftlichkeit. Der Anteil der Batterie am Fahrzeugpreis nimmt mit steigender Batteriegröße stark zu, so dass sich die Entwicklung der Batteriekosten (neben der Entwicklung des Batteriegewichts) auch auf die technischen Ausgestaltungsmöglichkeiten für wirtschaftlich konkurrenzfähige Fahrzeugkonfigurationen auswirkt.

Im stark TCO-getriebenen Bereich des Straßengüterfernverkehrs sind bei Fahrzeugen mit Traktionsbatterien > 100 kWh drei Batterieparameter von überragender Bedeutung, die sich wechselseitig beeinflussen und nicht gleichzeitig optimiert werden können:

- die Batteriekosten (in €/kWh)
- das Batteriegewicht (bzw. die Energiedichte in Wh/kg) und
- die Zyklenfestigkeit (in äquivalenten Vollzyklen), welche die Lebensdauer des Batteriesystems bzw. die erreichbare Kilometerleistung bestimmt.

Die aktuell zu beobachtende, rasante Weiterentwicklung von Batterietechnologien wird stark vom Pkw-Bereich und dessen Anforderungen¹⁸ getrieben. Die F&E-Anstrengungen konzentrieren sich deshalb auf signifikante Fortschritte bei den beiden Parametern Batteriekosten und Energiedichte, während bei der Zyklenfestigkeit (im Rahmen der Optimierung) sogar Abstriche¹⁹ in Kauf genommen werden (vgl. Thielmann et al. (2017), S. 14).

¹⁸ Erhöhung der Reichweite und Reduktion des Fahrzeugpreises

¹⁹ Bei Pkw, die einen deutlich geringeren Stromverbrauch pro Kilometer und eine signifikant geringere Lebensfahrleistung als Sattelzugmaschinen aufweisen, kann eine stagnierende oder leicht sinkende Zyklenfestigkeit (Vollzyklenzahl) leicht

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass bei den Lkw-Varianten mit Traktionsbatterie die gleichen Hochenergie-Batteriezellen wie im Pkw-Bereich zum Einsatz kommen, was auch Synergien bei den Fahrzeugherstellern schafft. Es werden also keine speziellen Nutzfahrzeug-Batterien mit abweichenden technischen und ökonomischen Parametern eingesetzt. Für die weiteren Betrachtungen in dieser Studie bedeutet dies, dass auch elektrifizierte Fernverkehrs-Lkw in vollem Umfang von der rasanten technologischen Entwicklung im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien profitieren und die allgemeine Entwicklung der Batteriepreise auch auf sie zutrifft.

Hinweis: Die angenommenen kosten- und gewichtsoptimierten Batterien ermöglichen die Minimierung von Fahrzeugpreis und Fahrzeuggewicht (bzw. Nutzlastverlust). Gleichzeitig ist mit dieser Annahme die Tatsache verbunden, dass das Batteriesystem bei fast allen betrachteten Fahrzeugkonfigurationen während der Fahrzeuglebensdauer ausgetauscht werden muss – je nach Batteriegröße auch mehrfach – und somit Zusatzkosten für den Batterieersatz nach sich zieht.

Historische Entwicklung der Batteriekosten

Die Batteriekosten sind in den letzten Jahren stark gesunken; im Zeitraum von 2010 bis 2017 sind sie von etwa 1.000 \$/kWh um 80 % auf ein Niveau um 200 \$/kWh gesunken. Die reinen Produktionskosten einer Lithium-Ionen Batterie aus koreanischer Produktion wurden von Bloomberg New Energy Finance für das Jahr 2017 sogar auf 162 \$/kWh beziffert²⁰. Einige Experten gehen davon aus, dass die Batteriekosten bereits im Jahr 2025 unter die Schwelle von 100 \$/kWh sinken könnten.

Getroffene Annahmen in dieser Studie

Die Batteriekosten, die im Folgenden für die Jahre 2025 und 2030 zugrunde gelegt werden und in Tabelle 4-1 aufgelistet sind, basieren auf den o.g. Experteneinschätzungen und der Energiespeicher-Roadmap (Update 2017) des Fraunhofer ISI (Thielmann et al. 2017). Dort sind für verschiedene Zellformate (zylindrisch, prismatisch und Pouch) Bandbreiten für die Batteriekosten angegeben, die in den Jahren 2025 und 2030 erwartet werden.

Tabelle 4-1: Annahmen zur Entwicklung der Batteriekosten auf Batteriesystem-Ebene

| Einheit | 2015 | 2025 | 2030 |
|------------------------|------|------|------|
| Euro/kWh (nominal) | 242 | 120 | 100 |
| € ₂₀₁₅ /kWh | 242 | 102 | 79 |

Quelle: Eigene Annahmen, basierend auf Experteneinschätzungen und (Thielmann et al. 2017).

4.4. Kosten der Fahrzeuganschaffung

4.4.1. Methodik und Ergebnisüberblick

Die Kosten der Fahrzeuganschaffung werden für alle betrachteten Antriebssysteme und Fahrzeugkonfigurationen einheitlich nach der folgenden Formel berechnet:

$$\text{Fahrzeuganschaffung} = \text{Fahrzeugpreis} + \text{Finanzierungskosten} - \text{Restwert}$$

verkräftet werden: durch die Erhöhung der Batteriekapazität im Fahrzeug (im Zuge der Optimierung von Kosten und Energiedichte) kann eine leicht reduzierte Vollzyklenzahl mehr als ausgeglichen werden, so dass sich die Lebensfahrleistung insgesamt sogar erhöht.

²⁰ Bloomberg New Energy Finance, Lithium-ion Battery Costs and Market (S.7)
<https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>

Die so bestimmten Fahrzeug-Anschaffungskosten sowie ihre strukturelle Zusammensetzung sind in Abbildung 4-2 für die Fahrzeugkonfigurationen dargestellt, die in Abschnitt 2.4 eingeführt wurden und in diesem Kapitel tiefergehend analysiert werden.

In diesem Abschnitt wird das methodische Vorgehen bei der Bestimmung von Fahrzeugpreis, Restwert und Finanzierungskosten erläutert, bevor im folgenden Abschnitt 4.4.2 noch einmal detaillierter dargelegt wird, wie sich die Fahrzeugpreise der unterschiedlichen Fahrzeugvarianten aus den wichtigsten technischen Komponenten zusammensetzen.

Fahrzeugpreis

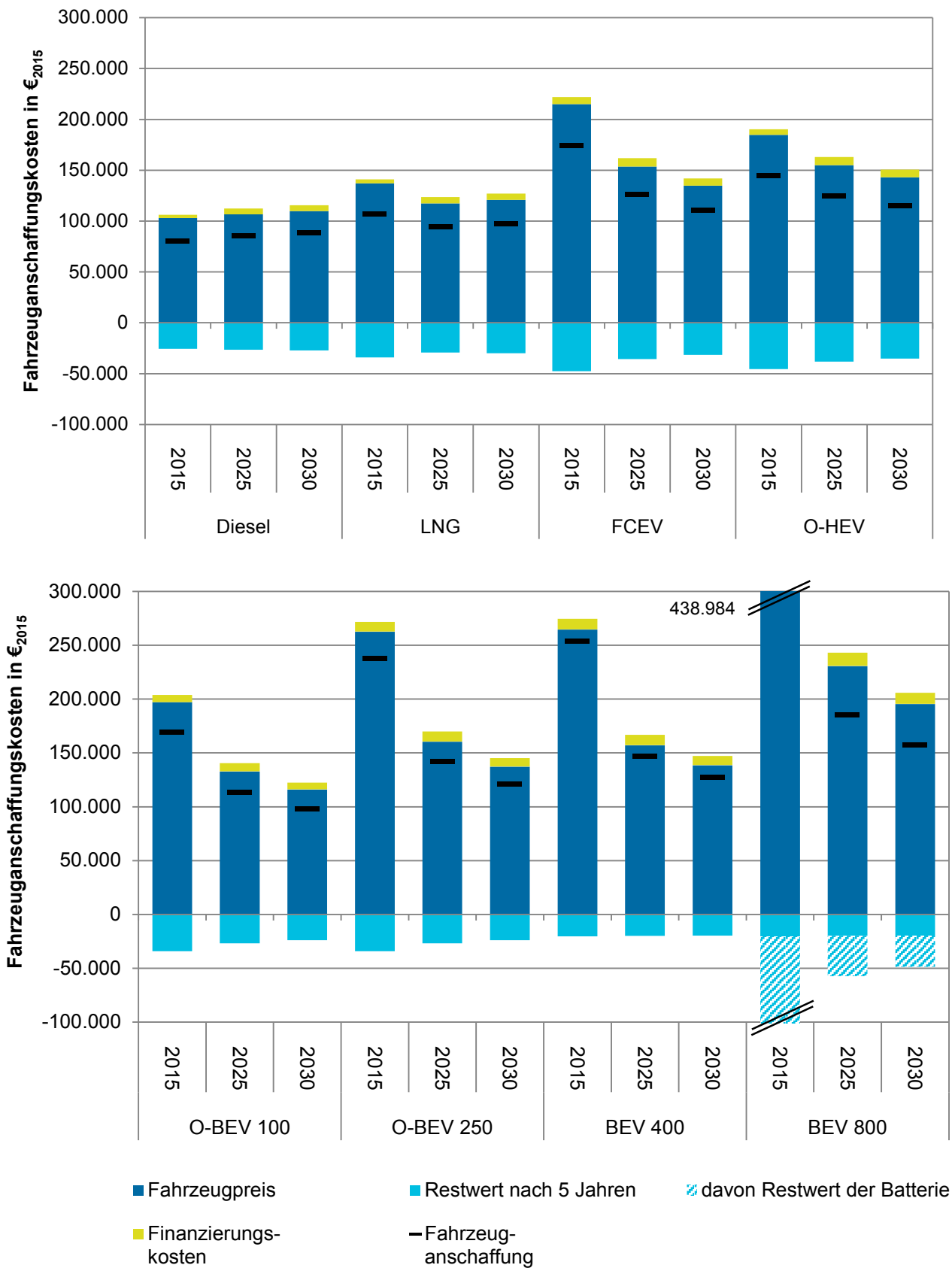
Da die betrachteten elektrischen Fahrzeugvarianten und Brennstoffzellenfahrzeuge noch nicht am Markt erhältlich sind, wird ihr Fahrzeugpreis auf Basis eines Bottom-up-Ansatzes ermittelt. Im ersten Schritt wurden die Technologiekosten (oder -preise) für die wichtigsten Fahrzeugkomponenten wie Hybridsystem, Batterie, Pantograph etc. recherchiert und in die Vergleichseinheit €₂₀₁₅ umgerechnet. Wenn sich eine Kostenangabe auf die reinen Technologiekosten (Herstellungskosten) einer Fahrzeugkomponente bezieht, wurden diese Kosten mit einem Markup-Faktor²¹ von 1,4 multipliziert, um den für den Kunden maßgeblichen (Netto-)Preis für diese Komponente zu ermitteln.

Wenn nötig, wurden die in den Literaturquellen angegebenen Komponenten in ihrer Größe skaliert und die Preise entsprechend angepasst, um eine direkte Vergleichbarkeit zu gewährleisten. So wird beispielsweise für alle elektrischen Fahrzeugkonfigurationen sowie das Brennstoffzellenfahrzeug der gleiche Elektromotor mit 350 kW Leistung unterstellt, auch wenn in verschiedenen Quellen von unterschiedlichen Motorleistungen ausgegangen wird. Zum Schluss werden die Komponentenpreise und der Fahrzeuggrundpreis zum Gesamt-Fahrzeugpreis aufaddiert.

Der Preisunterschied zwischen den beiden BEV-Varianten entspricht genau der Differenz des Batteriepreises, der für die beiden Batteriesysteme (1200 kWh und 600 kWh) angenommen wird und auf Grund der sinkenden Batteriekosten im Laufe der Zeit stetig abnimmt. Auf die gleiche Weise ergibt sich der Preisunterschied zwischen den beiden hier betrachteten O-BEV-Konfigurationen. Die Annahmen zur Batteriekostenentwicklung werden in Abschnitt 4.3 diskutiert.

²¹ Der Markup-Faktor beinhaltet u.a. die Kosten für die Integration der Komponente in das Fahrzeugsystem sowie die Gewinnspanne des OEMs.

Abbildung 4-2: Anschaffungskosten einer Sattelzugmaschine nach Antriebssystem



*Kosten exkl. MwSt.

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Da die Traktionsbatterie das Herzstück des elektrischen Antriebsstrangs darstellt, kann sie in Bezug auf Bedeutung und Kosten kaum als Fahrzeug-„Komponente“ bezeichnet werden. Diesem Sonderstatus wird bei Fahrzeugkonfigurationen mit (besonders) großer Traktionsbatterie mit einer methodischen Besonderheit Rechnung getragen. Der volle Markup-Faktor von 1,4 wird nur bis zu einer Batteriekapazität von 175 kWh berechnet, was der Batteriegroße des O-BEV 100 entspricht. Für jede darüber hinaus gehende Kilowattstunde Batteriekapazität wird, bei der Ermittlung des Batteriepreises (Fahrzeugpreises) aus den Batterie(herstellungs)kosten, ein reduzierter Markup-Faktor von 1,2 aufgeschlagen. Dieses methodische Vorgehen erscheint plausibel, da bei einer bloßen Vergrößerung der sehr teuren „Fahrzeugkomponente“ Traktionsbatterie die Komplexität des Fahrzeugs kaum ansteigt. Auch der angekündigte Preis für ein erstes kommerzielles Fahrzeugmodell der Kategorie BEV 800 legt diese Schlussfolgerung nahe.

Restwert

Der Restwert, den ein Fahrzeug nach Ablauf der Erstnutzer-Haltedauer von 5 Jahren noch aufweist, ist eine wichtige ökonomische Kenngröße. Für viele Speditionen stellt der beim Verkauf des Fahrzeugs erzielbare Restwert einen unverzichtbaren Teil der Finanzierung des neu anzuschaffenden Fahrzeugs dar und auch im Falle von Leasing ist der Restwert eine zentrale Eingangsgröße für die Kalkulation der Leasingrate. Gemäß einer Musterfahrzeugkostenrechnung für eine SZM im nationalen Fernverkehr kann für konventionelle Diesel-Lkw nach 5 Jahren Nutzungsdauer und einer Laufleistung von 600.000 km ein Restwert in Höhe von 24,9 % des ursprünglichen Kaufpreises erzielt werden. Bei SZM kann mit einer Gesamt-Laufleistung von ca. 1 Mio. Kilometern und einer Gesamt-Nutzungsdauer von 8-10 Jahren gerechnet werden (vgl. Abschnitt 2.3).

Die Restwertentwicklung von Fahrzeugen mit alternativen Antriebstechnologien ist dagegen mit großen Unsicherheiten behaftet, weil es für diese Fahrzeuge noch keinen Gebrauchtwagenmarkt gibt. Außerdem bestehen technologische Unsicherheiten, insbesondere hinsichtlich der Nutzungsdauer von Batterien. Eine weitere Unsicherheit ist die Energieversorgungsinfrastruktur für alternative Antriebe und deren Ausbaugrad²², auch im benachbarten Ausland, da eine unzureichend ausgebaute Infrastruktur die Einsatzflexibilität der Fahrzeuge einschränken kann. Als Folge dessen kann sich der Kreis der potenziellen Nutzer (bzw. Käufer) des Gebrauchtfahrzeugs und somit auch der Restwert des Fahrzeugs verringern.

Andererseits gibt es auch Argumente, die für einen höheren Restwert von Fahrzeugen mit alternativem Antrieb sprechen. Gerade Elektrofahrzeuge (mit und ohne Oberleitung) weisen deutlich geringere Energie- und Wartungskosten als Dieselfahrzeuge auf (siehe Abbildung 4-4 und Abbildung 4-6). Außerdem besteht die Aussicht auf geringere Mautsätze und ggf. auch Steuervorteile. Des Weiteren wird von vielen Experten die Ansicht vertreten, dass der elektrische Antriebsstrang eine größere Kilometerleistung und somit eine längere Nutzungsdauer des Fahrzeugs im Vergleich zu Diesel-Lkw ermöglicht. Nicht zuletzt unterliegen lokal emissionsfreie Fahrzeuge keinerlei Zufahrtsbeschränkungen beispielsweise in emissionsfreien Innenstädten.

In dieser Studie wird die Annahme getroffen, dass sich die o.g. Vor- und Nachteile bzw. Unsicherheiten in etwa die Waage halten und Fahrzeuge mit alternativem Antrieb deshalb den gleichen prozentualen Restwert erzielen wie Dieselfahrzeuge. Allerdings sind die Batterien von dieser Annahme ausgenommen: mit Ausnahme des BEV 800²³ wird davon ausgegangen, dass das Batteriesystem von Elekt-

²² Dichte des LNG- und Wasserstoff-Tankstellennetzes sowie der Oberleitungsinfrastruktur (Größe und geografische Verteilung des elektrifizierten Autobahnnetzes) und der Schnelllademöglichkeiten für BEV

²³ Bei 800 Kilometern Reichweite sind bereits etwas über 1.000 Vollzyklen ausreichend, um eine Fahrleistung von 1 Mio. Kilometern zu erzielen (siehe Abschnitt 4.13.2).

ro- und Brennstoffzellen-Lkw spätestens nach Ablauf der Nutzungsphase des Erstnutzers von 5 Jahren bzw. 600.000 km ersetzt werden muss. Für diese Batteriesysteme wird deshalb ein Restwert von Null²⁴ angenommen (siehe Abbildung 4-2 und Anhang 1). Der Restwert von Brennstoffzellenfahrzeugen, den beiden O-BEV-Varianten und BEV 400 berechnet sich demzufolge nach der Formel

$$\text{Restwert} = (\text{Fahrzeugpreis} - \text{Batteriepreis}) \cdot 24,9 \%$$

Finanzierungskosten

Die Finanzierungskosten werden für alle Fahrzeuge nach der Berechnungsvorschrift

$$\text{Finanzierungskosten} = 0,5 \cdot (\text{Fahrzeugpreis} - \text{Restwert}) \cdot \text{Kreditvertragslaufzeit} \cdot \text{Kreditzins}$$

bestimmt, wobei $(\text{Fahrzeugpreis} - \text{Restwert})$ die angenommene Fremdfinanzierungssumme bei Fahrzeugkauf darstellt. Als Kreditlaufzeit werden 4 Jahre veranschlagt, so dass nach 80 % der angenommenen Haltedauer von 5 Jahren der Kredit abbezahlt ist. Als Kreditzins wird für die Jahre 2025 und 2030 ein Zinssatz von 3,5 % p.a. angenommen (während für das Jahr 2015 auf Grund der Niedrigzinsphase lediglich ein Kreditzins von 2,0 % veranschlagt wurde).

Hinweis: Gerade bei neuen Antriebstechnologien, die auf Grund unsicherer Restwerte und einer ggf. nicht flächendeckend ausgebauten Energieversorgungsinfrastruktur mit besonderen unternehmerischen Risiken verbunden sind, können attraktive Leasing- und Mietangebote eine Grundvoraussetzung für den Einsatz dieser Fahrzeuge darstellen. Die Nutzerkosten auf Basis eines Leasingvertrags werden im Folgenden nicht näher untersucht, allerdings können die Kosten für die Fahrzeuganschaffung (basierend auf Fahrzeugpreis und erwartetem Restwert nach einer Nutzungsdauer von 5 Jahren) als guter Indikator für die Höhe der zu erwartenden Leasingrate angesehen werden.

4.4.2. Erläuterungen zur Herleitung der Fahrzeugpreise

Die für das Jahr 2025 ermittelten Fahrzeugpreise sind, differenziert nach den bedeutendsten Fahrzeugkomponenten, für die betrachteten Antriebskonfigurationen in Abbildung 4-3 dargestellt. Im Folgenden wird die Herleitung der Fahrzeugpreise für die verschiedenen Antriebssysteme näher erläutert.

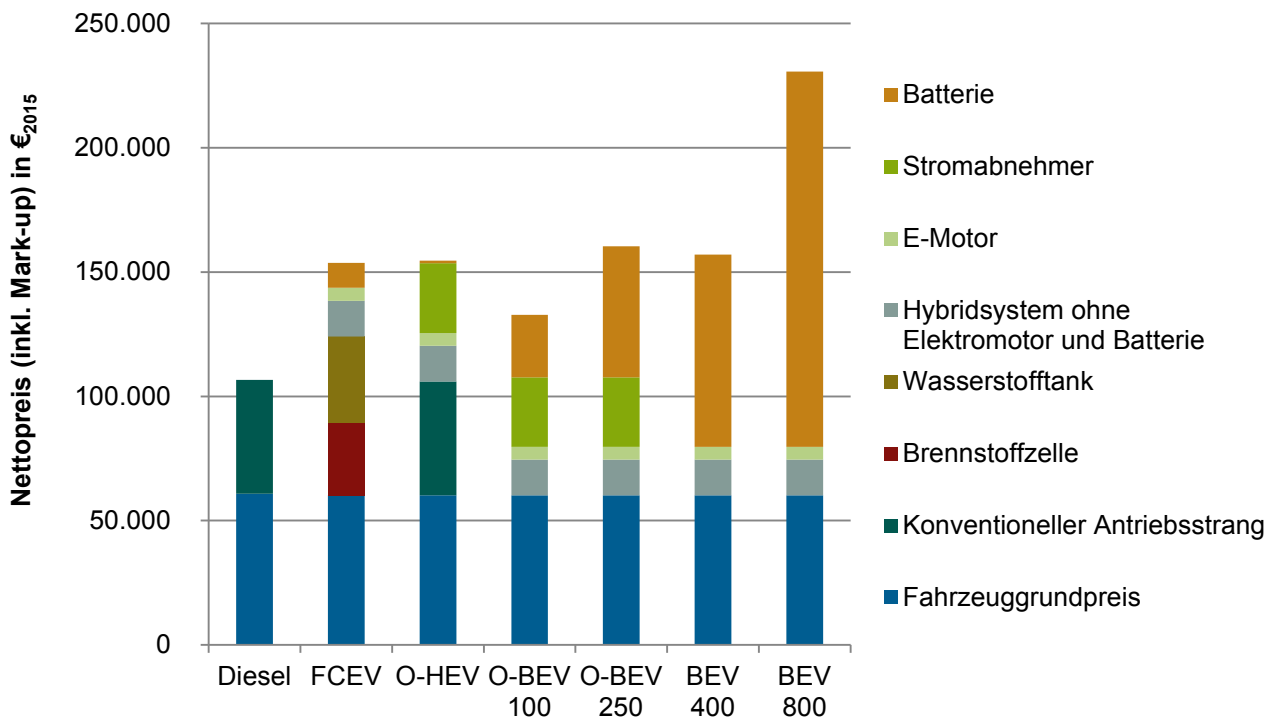
Diesel-Lkw

Der Kaufpreis typischer Sattelzugmaschinen (SZM) lag im Jahr 2015 gemäß Lastauto Omnibus Katalog 2015 (Rosenberger et al. 2014) bei etwa 100.000 € (netto). Zu diesem Betrag werden noch Reifenkosten von 3.000 € hinzuaddiert, so dass sich für den Netto-Kaufpreis des Diesel-Referenzfahrzeugs ein Betrag von 103.000 € ergibt.

Es wird angenommen, dass dieser Fahrzeugpreis in den Jahren bis 2030 real (d.h. in €₂₀₁₅ ausgedrückt) gleich bliebe, wenn keine Effizienztechnologien in das Fahrzeug eingebaut würden. In Abschnitt 2.5.1 wird jedoch angenommen, dass zukünftig deutlich effizientere Dieselfahrzeuge auf die Straße kommen. Die Kosten der Technologiepakete, mit denen die angenommene Verbrauchsreduktion gegenüber dem 2015er Referenzfahrzeug erzielt werden kann, betragen 3.675 €₂₀₁₅ im Jahr 2025 sowie 6.763 €₂₀₁₅ im Jahr 2030 (Meszler et al. 2018). Um diese Technologiekosten erhöht sich folglich der Kaufpreis von Dieselfahrzeugen im jeweiligen Betrachtungsjahr (siehe Anhang 2).

²⁴ Die ausgetauschten Batterien sind nicht wertlos, da sie entweder einer Second-Use-Anwendung oder dem Recycling zugeführt werden können. Die daraus resultierenden Erlöse werden allerdings nicht auf den Restwert des Fahrzeugs angerechnet, sondern auf den Kauf und den Einbau des neuen Batteriesystems. Die Kosten für die Ersatzbatterie werden jedoch dem Zweitnutzer zugerechnet und sind somit nicht Bestandteil der hier durchgeführten ökonomischen Bewertung, die sich ausschließlich auf den Erstnutzer und eine Haltedauer von 5 Jahren bezieht.

Abbildung 4-3: Struktur des Fahrzeugpreises im Jahr 2025 nach Antriebssystem



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Hinweis: Bei den Fahrzeugvarianten O-HEV und O-BEV 100 ist bereits innerhalb der Nutzungsdauer des Erstnutzers von 5 Jahren ein Austausch der Batterie notwendig (siehe auch Kapitel 4.13.4). Die Kosten dieser Ersatzbatterie gehen nicht in die Kosten Fahrzeuganschaffung ein, da sie frühestens im 3. Betriebsjahr anfallen. Bei der detaillierten Analyse der Fahrzeugkosten aus Nutzersicht (TCO) in Abschnitt 4.10 werden die Kosten für eine Ersatzbatterie als separate Kostenkategorie ausgewiesen.

LNG-Lkw

Auf Basis von heute verfügbaren Preisinformationen zu ersten LNG-Sattelzugmaschinen sowie Literaturwerten, u.a. in Hülsmann et al. (2014), werden für LNG-Lkw für das Jahr 2015 Mehrkosten von 33 % gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug angenommen. Laut aktueller Einschätzungen von Fahrzeugherstellern besteht jedoch das Potenzial mit zunehmendem Produktionsvolumen und den damit einhergehenden Optimierungen von Technik und Produktion, dass sich LNG-Lkw perspektivisch dem Preisniveau von konventionellen Diesel-Lkw annähern. Ab dem Jahr 2025 wird daher nur noch ein Kostenaufschlag von 10 % gegenüber Diesel-Lkw angenommen. Der Fahrzeugaufpreis reduziert sich damit von rund 34.000 € im Jahr 2015 auf rund 11.000 €₂₀₁₅ ab dem Jahr 2025 (siehe Anhang 2).

Oberleitungs-Lkw: Pantograph

Der Pantograph bzw. Stromabnehmer ist die technische Kern-Komponente von Oberleitungs-Lkw. Für das Referenzjahr 2015, in dem es noch keine kommerzielle Nachfrage nach dieser Technologie gab, werden in Wietschel et al. (2017) Kosten von ca. 40.000 € für einen Pantographen angenommen. Da auch Siemens Kosten von 40.000 € für eine Einzelstückfertigung kommuniziert, wird dieser Wert auch im hier durchgeführten Technologievergleich für das Referenzjahr 2015 angesetzt. Die Technologiekosten von 40.000 € werden anschließend noch mit dem Markup-Faktor von 1,4 multipliziert.

Für das Jahr 2025 wird eine (Klein-)Serienfertigung von Pantographen angenommen, wodurch dessen Kosten auf 20.000 €₂₀₁₅ sinken (28.000 €₂₀₁₅ inkl. Markup). Bis zum Jahr 2030 werden weiter steigende Produktionszahlen unterstellt, wodurch sich die Kosten eines Pantographen auf 12.500 €₂₀₁₅ (17.500 €₂₀₁₅ inkl. Markup) verringern. Diese Kostenannahmen werden in ähnlicher Form von Siemens kommuniziert und wurden auch von den Teilnehmern des Fachworkshops zur technischen Ausgestaltung des Oberleitungssystems (Oberleitungsfahrzeuge und -infrastruktur) als realistisch eingeschätzt (Öko-Institut e.V. 2017).

Tabelle 4-2: Annahmen für Technologiekosten und Preis eines Stromabnehmers

| | Einheit | 2015 | 2025 | 2030 |
|---------------------------|-------------------|--------|--------|--------|
| Technologiekosten | € ₂₀₁₅ | 40.000 | 20.000 | 12.500 |
| Preis inkl. Markup | € ₂₀₁₅ | 56.000 | 28.000 | 17.500 |

O-HEV

Neben dem Stromabnehmer benötigen Oberleitungs-Hybridfahrzeuge²⁵ ein Hybridsystem. Moultaq et al. (2017) taxiert den Preis eines Hybridsystems für Oberleitungs-Lkw auf 19.300 US\$ (ca. 17.400 €) im Jahr 2015. Dieser Preis versteht sich als Netto-Endkundenpreis inkl. Markup und geht mit steigenden Produktionsvolumina und zunehmender Technologiereife solcher Hybridsysteme auf ca. 14.400 €₂₀₁₅ im Jahr 2025 und ca. 12.900 €₂₀₁₅ im Jahr 2030 zurück. In diesen Preisen sind der Elektromotor und die Pufferbatterie, welche den elektrischen Antriebsstrang komplettieren, noch nicht mit enthalten.

Für einen Elektromotor mit 350 kW Leistung wurden durch Umrechnung der Preise, die in Moultaq et al. (2017) US\$ angegeben sind, die folgenden Preise ermittelt: 7.167 € im Jahr 2015, 5.150 €₂₀₁₅ in 2025 und 4574 €₂₀₁₅ im Jahr 2030. Für die Pufferbatterie mit einer Kapazität von 2 kWh werden 1.680 € (inkl. Markup) im Jahr 2015 und 1.120 €₂₀₁₅ für die Jahre 2025 und 2030 angesetzt. Gemäß Meszler et al. (2018) muss die Pufferbatterie eines Hybridsystems nach 400.000 km durch eine neue Batterie ersetzt werden.

Die Zusammensetzung des Fahrzeugpreises im Betrachtungsjahr 2025 bzw. die Preisannahmen für die wichtigsten technischen Komponenten sind in Anhang 2 dargestellt. Mit in Summe ca. 48.700 €₂₀₁₅ macht der elektrische Antriebsstrang des O-HEV im Jahr 2025 knapp ein Drittel des Fahrzeugpreises aus, wobei wiederum fast 60 % des Preises für den elektrischen Antriebsstrang auf den Stromabnehmer entfallen. Dieselmotor, Dieseltank und Abgasnachbehandlungssystem als Hauptkomponenten des konventionellen Antriebsstrangs schlagen im Jahr 2025 gemäß Moultaq et al. (2017) mit 50.360 US\$₂₀₁₅ bzw. 45.345 €₂₀₁₅ zu Buche.

O-BEV

Bei batterieelektrischen Oberleitungsfahrzeugen (O-BEV) unterscheiden sich die Komponenten Hybridsystem, Elektromotor und Stromabnehmer nicht von denen des O-HEV. Der konventionelle Antriebsstrang samt Getriebe wird durch Traktionsbatterien ersetzt, deren Kapazität auf die vom Nutzer benötigte Reichweite ausgelegt wird. Im Technologievergleich werden zwei O-BEV-Konfigurationen mit 100 km Reichweite (175 kWh Batterie) sowie 250 km Reichweite (400 kWh Batterie) betrachtet.

Die Kosten einer 175 kWh Batterie sinken gemäß der in Abschnitt 4.3 beschriebenen starken Kostendegression von ca. 42.400 € im Jahr 2015 auf ca. 17.900 €₂₀₁₅ in 2025 und ca. 13.800 €₂₀₁₅ im Jahr

²⁵ Dieselelektrischer Parallelhybrid, zu Details der technischen Fahrzeugkonfiguration siehe auch Abschnitt 2.4.3.

2030 (siehe Tabelle 4-3) und liegen damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die Kosten des Stromabnehmers. Auf Grund der früher einsetzenden Kostendegression fallen die Batteriekosten bis 2025 unter die Technologiekosten des Stromabnehmers. Da für den Stromabnehmer im Zeitraum 2025-2030 die in Tabelle 4-2 dargestellte starke Kostendegression erwartet wird, fallen dessen Technologiekosten bis 2030 wieder unter die Kosten einer 175 kWh Batterie.

Bei O-BEV mit einer Reichweite von 250 km hat die 400 kWh große Batterie einen deutlich dominanteren Anteil am Fahrzeugpreis. Es wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass das volle OEM-Markup von 40 % nicht auf die gesamten Batteriekosten angewendet werden kann. Stattdessen wird nur auf die ersten 175 kWh Batteriekapazität (Größe der O-BEV 100 Batterie) das volle Markup aufgeschlagen. Auf jede weitere kWh Batteriekapazität wird nur das halbe Markup in Höhe von 20 % berechnet. Bezogen auf die gesamten Technologiekosten der 400 kWh Batterie ergibt sich ein durchschnittliches OEM-Markup von ca. 29 %. Auch mit diesem reduzierten Markup liegt der Preis einer 400 kWh Batterie mit ca. 52.700 €₂₀₁₅ im Jahr 2025 höher als der Preis (47.600 €₂₀₁₅) für den gesamten restlichen elektrischen Antriebsstrang inkl. Stromabnehmer (vgl. Anhang 2).

Gemäß den getroffenen Annahmen liegt der Preis eines O-BEV 250 im Jahr 2025 ca. 6.300 €₂₀₁₅ über dem Fahrzeugpreis des O-HEV. Der O-BEV 100 ist dagegen mehr als 20.000 €₂₀₁₅ günstiger als ein O-HEV (vgl. Anhang 2).

Tabelle 4-3: Kosten und Preise der betrachteten Traktionsbatterien

| | Batteriekapazität | Batteriekosten in € ₂₀₁₅ (netto) | | | Batterieprie* in € ₂₀₁₅ (netto) | | |
|---------------------------------------------|-------------------|---------------------------------------------|---------|--------|--------------------------------------------|---------|---------|
| | | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| <i>Spez. Kosten in €₂₀₁₅/kWh</i> | | 242 | 102 | 79 | | | |
| O-BEV 100 | 175 kWh | 42.387 | 17.918 | 13.792 | 59.342 | 25.085 | 19.309 |
| O-BEV 250 | 400 kWh | 96.885 | 40.955 | 31.525 | 124.739 | 52.729 | 40.588 |
| BEV 400 | 600 kWh | 145.327 | 61.432 | 47.287 | 182.870 | 77.302 | 59.503 |
| BEV 800 | 1200 kWh | 290.654 | 122.864 | 94.575 | 357.262 | 151.021 | 116.248 |

* inkl. OEM-Markup

BEV

Der Aufbau und die Kosten des elektrischen Antriebsstrangs bei batterieelektrischen Lkw (BEV) sind analog zum O-BEV-System. Dem Wegfall des Pantographen steht eine wesentlich größere Traktionsbatterie mit 600 bzw. 1200 kWh Kapazität beim BEV 400 bzw. BEV 800 gegenüber. Im Gegensatz zu allen anderen Fahrzeugvarianten dominiert der Preis des Batteriesystems den Fahrzeugpreis. Unter den getroffenen Annahmen zur Batteriepreisentwicklung (siehe Abschnitt 4.3) macht der Batteriepreis im Jahr 2025 bei BEV 400 ca. die Hälfte des Fahrzeugpreises aus und bei BEV 800 sogar fast zwei Drittel. Bei den Kostenannahmen ist zu berücksichtigen, dass diese maßgeblich von der Batteriekostenentwicklung und der Preispolitik der Hersteller abhängt und diese nur schwer prognostiziert werden können. Analog zum Vorgehen bei O-BEV wird auch für BEV für jede Kilowattstunde Kapazität, die den Schwellenwert von 175 kWh überschreitet, ein auf 1,2 reduzierter Markup-Faktor unterstellt.

Der Batteriepreis (inkl. Markup) des BEV 400 liegt mit ca. 77.300 €₂₀₁₅ knapp unter dem Wert, der bei einem O-BEV 250 in Summe für Batterie und Pantograph aufzuwenden ist (ca. 80.700 €₂₀₁₅). Der Fahrzeugpreis des BEV 400 ist damit insgesamt leicht niedriger als der des O-BEV 250. Der Batteriepreis des BEV 800 liegt unter den getroffenen Annahmen im Jahr 2025 bei ca. 151.000 €₂₀₁₅ und be-

findet sich damit in der Größenordnung des Gesamtfahrzeugpreises von O-HEV, O-BEV 250, BEV 400 und FCEV. Das BEV 800 ist damit im Jahr 2025 das mit Abstand teuerste Fahrzeug.

Brennstoffzellen-Lkw

Die Abschätzung des Kaufpreises eines Brennstoffzellen-Lkw beruht auf dem Fahrzeuggrundpreis des Diesel-Referenzfahrzeugs ohne die Kosten für den konventionellen Antriebsstrang sowie die zusätzlichen Technologiekosten des Brennstoffzellensystems (siehe Tabelle 4-4). Diese umfassen den elektrischen Antrieb, die Brennstoffzelle, das Wasserstoff-Tanksystem und weitere Systemkomponenten wie Kompressor, Kühlung. Die verwendeten Kostenwerte für das Brennstoffzellensystem gehen auf Moultak et al. (2017) zurück.

Tabelle 4-4: Gesamtkosten des Brennstoffzellenantriebs

| Komponenten | Einheit | 2015 | 2025 | 2030 |
|---------------------------------------------|-------------------------|----------------|---------------|---------------|
| Hybridsystem ohne Elektromotor und Batterie | € ₂₀₁₅ | 17.378 | 14.407 | 12.876 |
| Elektromotor | € ₂₀₁₅ | 7.167 | 5.150 | 4.574 |
| Brennstoffzelle + Zusatzsysteme | € ₂₀₁₅ | 45.057 | 29.173 | 19.449 |
| Tanksystem | € ₂₀₁₅ | 64.598 | 34.773 | 28.553 |
| Batterie* | € ₂₀₁₅ | 23.737 | 10.034 | 7.724 |
| Gesamtkosten Brennstoffzellenantrieb | €₂₀₁₅ | 157.937 | 93.537 | 73.176 |

*inkl. OEM-Markup

Die Herleitung der Kosten für den E-Motor (350 kW Leistung) und die Batterie (75 kWh) erfolgt analog zum beschriebenen Vorgehen für BEV. Die in Moultak et al. (2017) genannten Kosten für die Brennstoffzelle und deren Zusatzsysteme beziehen sich auf weltweite Produktionszahlen von 1.000 Stück im Jahr 2015; 10.000 Stück im Jahr 2025 und 50.000 Stück im Jahr 2030. In der hier dargestellten Kostenschätzung wird jedoch eine langsamere Marktentwicklung zugrunde gelegt – 1.000 Brennstoffzellensysteme in 2015, etwa 2.000 bis 5.000 in 2025 und 10.000 in 2030. Das bedeutet, dass die in Moultak et al. (2017) für 2025 prognostizierten Kosten für das Brennstoffzellensystem hier erst im Jahr 2030 realisiert werden können (siehe auch Tabelle 4-5).

Tabelle 4-5: Spezifische Kosten der Komponenten des Brennstoffzellenantriebs

| Komponenten | 2015 | 2025 | 2030 |
|---------------------------------------------------------|------|------|------|
| Antriebsmotor [€ ₂₀₁₅ /kW] | 20 | 14 | 13 |
| Brennstoffzelle + Zusatzsysteme [€ ₂₀₁₅ /kW] | 250 | 150 | 100 |
| Tanksystem [€ ₂₀₁₅ /kWh] | 30 | 18 | 16 |
| Batterie [€ ₂₀₁₅ /kWh] | 242 | 102 | 79 |

Quelle: (Moultak et al. 2017) und eigene Annahmen.

Die Lebensdauer der Brennstoffzelle im Hybridbetrieb beträgt laut aktueller Experteneinschätzung etwa 15.000 Betriebsstunden (Jörissen 20.02.18). Ein Austausch des Brennstoffzellensystems wird angesichts einer Lebensfahrleistung von etwa 1 Mio. km nicht angenommen. Diese Annahme wird auch durch aktuelle Praxiserfahrungen gestützt. So haben Brennstoffzellenbusse mit Direktantrieb bereits

bis zu 25.000 Betriebsstunden ohne größere Wartung des Brennstoffzellensystems abgeleistet (Fuel Cell Power 2017).

Im Jahr 2015 weisen Brennstoffzellen-Lkw unter den getroffenen Annahmen mit einem Aufpreis von 112.000 € gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug einen mehr als doppelt so hohen Fahrzeugpreis auf. Die Zusatzkosten entsprechen näherungsweise den Kosten des Brennstoffzellensystems (inkl. Tank). Durch die unterstellte, erhebliche Kostendegression bis zum Jahr 2030 reduziert sich der Aufpreis auf etwa 47.000 €₂₀₁₅ im Jahr 2025 und 25.000 €₂₀₁₅ im Jahr 2030.

Die Kostenentwicklung des Brennstoffzellensystems ist angesichts des frühen Marktstadiums der Technologie mit großen Unsicherheiten behaftet. Entsprechend groß ist auch die Streuung der Kostenannahmen in der Literatur (vgl. u.a. James et al. 2017, IEA 2017, Wietschel et al. 2017, Moultak et al. 2017). Im Vergleich der Studien stellen die hier unterstellten Fahrzeugpreise eine eher optimistische Entwicklung dar, wobei sich bis zum Jahr 2030 die Kostenschätzungen der unterschiedlichen Quellen zunehmend annähern.

4.5. Energiepreise

Dieselmotorkraftstoff

Der Netto-Dieselpreis für Endkunden setzt sich aus drei großen Kostenbestandteilen zusammen:

- Estandskosten für Rohöl (Ölpreis),
- Kosten für den Transport und die Verarbeitung (Raffineriebetrieb) von Rohöl sowie den Transport und Vertrieb (Tankstellenbetrieb) von Diesel,
- Energiesteuer.

In der vorliegenden Studie wird für das Jahr 2030 ein **Ölpreis** von 100 \$₂₀₁₀ pro Barrel angenommen. Dies entspricht einem Preis von 96,90 €₂₀₁₅ pro Barrel bzw. 0,61 €₂₀₁₅ pro Liter Rohöl. Im Jahr 2015 – einer Phase sehr niedriger Ölpreise – lag der Ölpreis bei 52,30 \$₂₀₁₅ pro Barrel bzw. 0,30 €₂₀₁₅ pro Liter. Auf Basis dieser Preise wird der Ölpreis des Jahres 2025 durch lineare Interpolation auf 0,506 €₂₀₁₅ pro Liter abgeschätzt, dies entspricht knapp 89 \$₂₀₁₅ bzw. 104 \$₂₀₂₅ pro Barrel.

Für **Transporte, Rohölverarbeitung und Tankstellenbetrieb** werden für die Jahre ab 2025 Kosten von 2,0 ct₂₀₁₅ pro kWh Diesel (ca. 0,20 €₂₀₁₅ pro Liter Diesel) angenommen. *Zum Vergleich:* Der Deckungsbeitrag, der u.a. die Kosten für Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb und die Beimischung von Biokomponenten beinhaltet, betrug im Jahr 2015 13,65 Cent pro Liter Diesel.

Bei der **Energiesteuer auf Dieselmotorkraftstoff** wird die Baseline-Annahme getroffen, dass der derzeitige Steuersatz von 47,04 ct/L bzw. 4,7 ct/kWh bis zum Jahr 2030 nominal konstant bleibt (vgl. Abschnitt 2.2.5). In der Maßeinheit €₂₀₁₅ entspricht dies einem Rückgang auf ca. 40 ct₂₀₁₅/L im Jahr 2025 und auf ca. 37 ct₂₀₁₅/L im Jahr 2030.

LNG

Der LNG-Preis für Endkunden setzt sich aus dem LNG-Importpreis, den Kosten für den Transport zur Tankstelle und den Tankstellenbetrieb sowie der Energiesteuer zusammen.

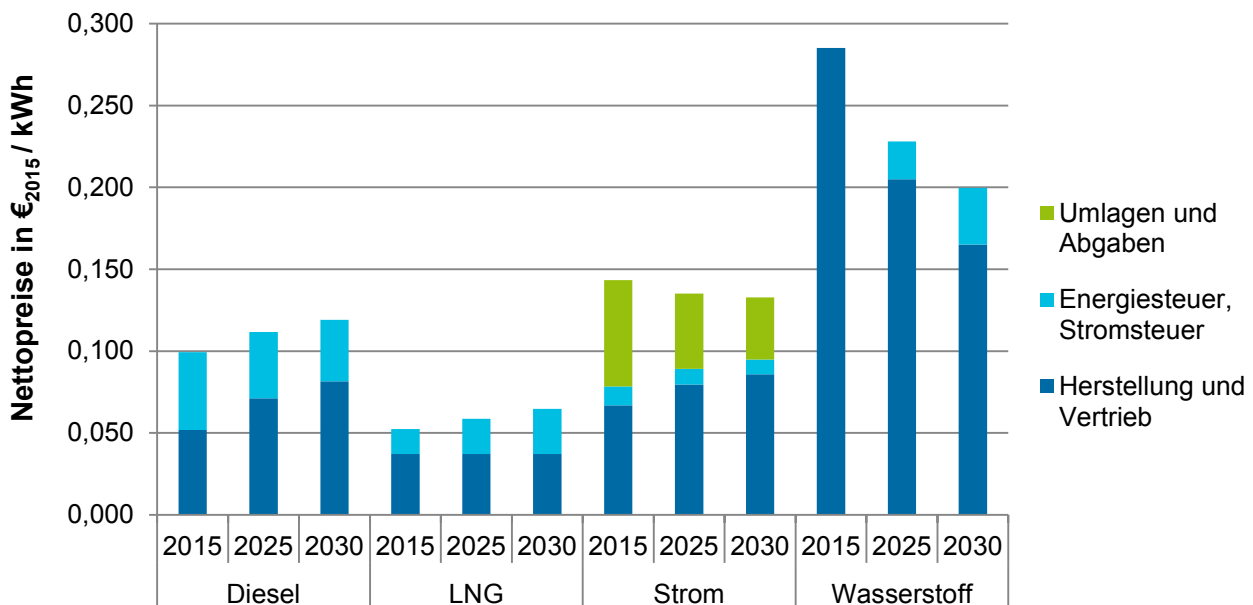
Im Jahr 2015 betrug der **Erdgaspreis** im Großhandel 2,0 ct/kWh (BNetzA und BKartA 2017). Dieser Großhandelspreis stellt zugleich einen mittleren Wert der Jahre 2013 bis 2016 dar, in denen ein starker Preisrückgang von 2,7 ct/kWh im Jahr 2013 auf 1,4 ct/kWh im Jahr 2016 zu verzeichnen war. Für

die Jahre ab 2025 wird, im Einklang mit anderen Studien des Öko-Instituts, ein LNG-Importpreis von 2,0 ct₂₀₁₅/kWh angenommen.

Für den **LNG-Transport** per Lkw von den LNG-Terminals (Häfen) zur Tankstelle werden gemäß Bün-ger et al. (2016) 1,1 ct/kWh und für den **Tankstellenbetrieb** (inkl. gesetzlicher Vorgaben zur Bevorra-tung etc.) 0,6 ct/kWh angesetzt. Es wird außerdem davon ausgegangen, dass diese Kosten im gesamt-en Betrachtungszeitraum (bis 2035) real konstant bleiben.

Bei der Besteuerung von Erdgas als Kraftstoff wird als Baseline angenommen, dass die **Energiesteu-er** gemäß der aktuellen Gesetzeslage von 1,53 ct/kWh im Jahr 2015 (bezogen auf den Heizwert, siehe Abschnitt 2.2.5) auf nominal 2,5 ct/kWh im Jahr 2025 (real: 2,1 ct₂₀₁₅/kWh) sowie ab dem Jahr 2027 auf 3,5 ct/kWh steigt und anschließend (nominal) konstant bleibt. In der Baseline wird LNG somit auch langfristig um 26 % niedriger als Dieselmotorkraftstoff besteuert. Inflationsbereinigt beträgt die Energiesteuer auf LNG im Jahr 2030 2,8 ct₂₀₁₅/kWh.

Abbildung 4-4: Annahmen zur Entwicklung und Struktur der Energiepreise



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Strom

Der Strompreis in Deutschland setzt sich aus dem Börsenstrompreis, den Netzentgelten und Vertrieb, der Stromsteuer, der EEG-Umlage sowie sonstigen Umlagen und Abgaben²⁶ zusammen.

In Abbildung 4-4 sind die Kostenbestandteile wie folgt aggregiert:

- Herstellung und Vertrieb = Börsenstrompreis + Netzentgelte und Vertrieb
- Umlagen und Abgaben = EEG-Umlage + sonstige Umlagen und Abgaben

In der vorliegenden Studie wird angenommen, dass für Fahrstrom zum Betrieb von batterieelektrischen bzw. O-Lkw sowohl die EEG-Umlage als auch die sonstigen gesetzlichen Umlagen und Abgaben in voller Höhe erhoben werden. Dieser Annahme liegt die Maßgabe zu Grunde, dass auch neue

²⁶ KWK-Umlage, Umlage nach § 19 StromNEV, Konzessionsabgabe, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten

Verbraucher von elektrischem Strom sich am Ausbau der Erneuerbaren Energien finanziell beteiligen und somit für den zusätzlich benötigten EE-Ausbau aufkommen.

Die Entwicklung des Strompreises wird hier auf Grundlage eines Großverbrauchers (Jahresverbrauch zwischen 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung) prognostiziert. Der Netto-Strompreis (exkl. MwSt.) steigt gemäß den zugrunde gelegten Prognosen²⁷ des Öko-Instituts nominal leicht von 14,3 ct/kWh im Jahr 2015 (BDEW 2017a) auf 16,8 ct/kWh im Jahr 2030 an. Real ergibt sich damit ein leichter Rückgang auf 13,3 ct₂₀₁₅/kWh im Jahr 2030. Die Struktur des Strompreises ändert sich im betrachteten Zeitraum laut der Prognose erheblich. Während der Börsenstrompreis deutlich ansteigt, geht im Gegenzug die EEG-Umlage stark zurück.

Die Höhe der einzelnen Preisbestandteile und ihre angenommene Entwicklung bis 2030 sind in Anhang 4 aufgeführt. Die Annahmen zur Stromsteuer wurden bereits in Abschnitt 2.2.5 diskutiert.

Wasserstoff

An der Tankstelle kostet **Wasserstoff** heute 9,5 €/kg (CEP 2018). Dies entspricht 0,285 €/kWh und ist ein erster, politisch motivierter Preis. Erst wenn die Anzahl an Fahrzeugen und Tankstellen signifikant zunimmt, wird sich ein realer Marktpreis etablieren, der die tatsächlichen Kosten abdeckt und regulär besteuert wird. Es existieren verschiedene Herstellungspfade für Wasserstoff. Er kann zentral oder dezentral von Elektrolyseuren oder Steam Reforming-Anlagen erzeugt werden. Durch den geringeren Wirkungsgrad gegenüber einer zentralen Großanlage ergeben sich bei der dezentralen Herstellung höhere Kosten pro Kilogramm Wasserstoff. Für das Jahr 2030 wird von Produktionskosten von 5,5 €/kg für die dezentrale Elektrolyse ausgegangen (McKinsey 2011). Die Kosten für zentrale Elektrolyse plus Distribution liegen bei 5,1 €/kg. Das Steam Reforming aus Erdgas erzeugt in der dezentralen Variante ähnliche Kosten in Höhe von 5,4 €/kg, jedoch in zentralen Anlagen deutlich niedrigere Kosten von 2,8 €/kg inklusive Distribution (McKinsey 2011). Steam Reforming hat derzeit, verglichen mit Elektrolyse beim aktuellen Strommix, zwar geringere WTT-Emissionen, verfügt jedoch nicht über eine langfristige Dekarbonisierungsoption und macht einen Anschluss an das Erdgasnetz notwendig. In den folgenden Betrachtungen wird daher die Elektrolyse als Herstellungsverfahren zugrunde gelegt. Zudem wird angenommen, dass der Wasserstoff dezentral an der Tankstelle erzeugt wird, denn aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte ist die Distribution bei einem vergleichsweise dünnen Netz an großen Tankstellen aufwändig (Smolinka et al. 2013). Ohne eine flächendeckende Tankstelleninfrastruktur ist auch ein Pipeline-Netz aufgrund der hohen Kosten keine realistische Option (Albrecht et al. 2016; Robinius et al. 2018).

Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass Wasserstoff im Jahr 2030 immer noch steuerbefreit ist, wird auf die Kosten eine Energiesteuer in Höhe von 9,60 €/GJ (bzw. 0,3456 ct/kWh, siehe Kapitel 2.2.5) aufgeschlagen. Es ergibt sich ein Wasserstoffpreis von 6,65 €/kg bzw. 0,200 €/kWh. Dieses Vorgehen entspricht den Annahmen in Gnann et al. (2017). Der Wasserstoffpreis für das Jahr 2025 wird zwischen 2015 und 2030 linear interpoliert.

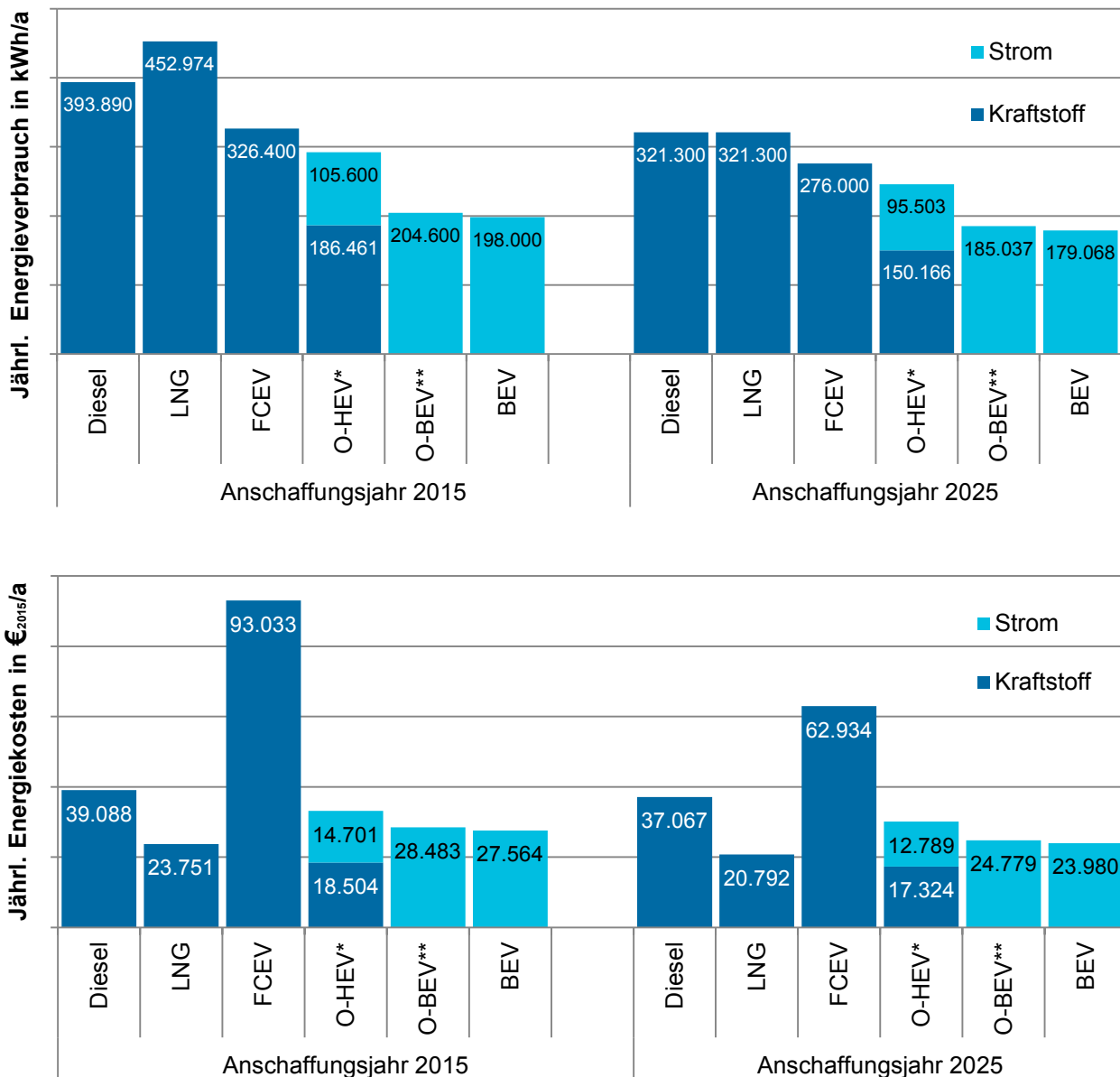
4.6. Energiekosten

Die Energiekosten werden auf Grundlage der im Abschnitt 2.5 beschriebenen Energieverbräuche sowie den in Anhang 3 aufgeführten Energiepreisen berechnet. Die jährlichen Energieverbräuche und Energiekosten, die aus diesen Werten und der angenommenen Fahrleistung von 120.000 km pro Jahr resultieren, sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Bei den angegebenen Energiekosten handelt es sich um Nettokosten (ohne MwSt.). Bei der Berechnung der Energiekosten wurde berücksichtigt,

²⁷ Szenario MEMS aus Politikszenerarien VIII (noch nicht veröffentlicht)

dass sich die Energiepreise im Laufe der Haltedauer des Erstnutzers (5 Jahre) ändern: Die in diesem Kapitel angegebenen Werte wurden mit dem durchschnittlichen Energiepreis des 5-Jahres-Zeitraums berechnet (Mittelwert aus dem Energiepreis im Anschaffungsjahr und dem prognostizierten Energiepreis im letzten Jahr der Haltedauer).

Abbildung 4-5: Jährlicher Energieverbrauch und jährliche Energiekosten von Fernverkehrs-Lkw



* 50 % elektrischer Fahrleistungsanteil, die übrigen 50 % der Kilometer werden im Dieselmotus zurückgelegt

** 50 % der Kilometer werden im Oberleitungsbetrieb zurückgelegt, die übrigen 50 % batterieelektrisch

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Unter den getroffenen Annahmen weisen Brennstoffzellen-Lkw (FCEV) in beiden Betrachtungsjahren die mit Abstand höchsten Energiekosten aller Antriebstechnologien auf, gefolgt von den Dieselfahrzeugen. Mit Oberleitungs-Hybridfahrzeugen (O-HEV) können – unter der Voraussetzung, dass jeweils die Hälfte der Kilometer elektrisch und im Dieselmotus zurückgelegt wird – 15 % der Energiekosten (im Jahr 2015) bzw. 19 % der Energiekosten (im Jahr 2025) gegenüber dem Dieselfahrzeug einge-

spart werden. Die Energiekosten von batterieelektrischen Oberleitungsfahrzeugen (O-BEV) sowie rein batterieelektrischen Lkw (BEV) liegen bei der heutigen Fahrzeuggeneration um 27 % bzw. 29 % unter denen des Dieselreferenzfahrzeugs. Unter den getroffenen Annahmen steigt der Energiekostenvorteil für in 2025 angeschaffte Fahrzeuge auf 33 % bei O-BEV und 35 % bei BEV.

Für LNG-Fahrzeuge wurden bei den getroffenen Annahmen hinsichtlich LNG-Preis und -Verbrauch die geringsten Energiekosten ermittelt: Die LNG-Kosten liegen bei der heutigen Fahrzeuggeneration mit weniger als 24.000 € fast 40 % unter den Kosten für Dieselkraftstoff (ca. 39.000 €), und auch um ein Sechstel unter den Stromkosten von O-BEV (ca. 28.500 €). Im Jahr 2025 beträgt der Energiekostenvorteil von LNG-Neufahrzeugen gegenüber neuen Diesel-Lkw sogar 44 %, obwohl sich die Steuerermäßigung von LNG gegenüber Dieselkraftstoff bis dahin verringert (siehe Abschnitt 2.2.5). Diese Entwicklung hat zwei Ursachen: den unterstellten Rückgang des Kraftstoffverbrauchs bei LNG-Lkw auf das Niveau von Diesel-Lkw sowie den Anstieg des Rohölpreises, während der LNG-Importpreis als real²⁸ konstant angenommen wird (siehe Kapitel 4.5). Im Vergleich zu Oberleitungsfahrzeugen weisen LNG-Fahrzeuge im Jahr 2025 trotz höherem Energieverbrauch einen Energiekostenvorteil von 16 % (ggü. O-BEV) bzw. 31 % (ggü. O-HEV) auf.

Für alle Antriebstechnologien ergibt sich bei den getroffenen Annahmen, dass die (inflationsbereinigten) Energiekosten eines 2025 angeschafften Fahrzeugs unter denen eines heutigen Fahrzeugs liegen. Der prognostizierte Rückgang fällt bei Diesel-Lkw am geringsten und bei Brennstoffzellen-Lkw am höchsten aus. Dennoch weisen wasserstoffbetriebene Fernverkehrs-Lkw auch im Jahr 2025 noch ca. 70 % höhere Kraftstoffkosten als Diesel-Lkw und mehr als doppelt so hohe Energiekosten wie alle anderen betrachteten Antriebstechnologien auf.

4.7. Wartungskosten

Als Wartungskosten werden in dieser Studie antriebsbezogene Betriebskosten jenseits der Energiekosten definiert. Die angenommenen Wartungskosten der Fahrzeuge sind nach Antriebssystem differenziert und basieren im Wesentlichen auf den Annahmen in Wietschel et al. (2017). Die geringsten Wartungskosten (siehe Abbildung 4-6) fallen demnach bei Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb (O-BEV, BEV) an, da diese antriebsbedingt den geringsten Anteil an Verschleißteilen aufweisen, sich der Antrieb durch eine geringe Wartungsintensität auszeichnet und die Abgasnachbehandlung entfällt. Höhere Kosten sind mit Antriebssystemen verbunden, die vollständig (Diesel, LNG) oder partiell (O-HEV) auf einem Verbrennungsmotor basieren. Die Wartungskosten von Brennstoffzellen-Fahrzeugen sinken über die Zeit – mit abnehmender Wartungsintensität des Brennstoffzellensystems – unter das Niveau von verbrennungsmotorischen Lkw.

Die Kostenannahmen für Diesel-Lkw entsprechen den Angaben in Wietschel et al. (2017).

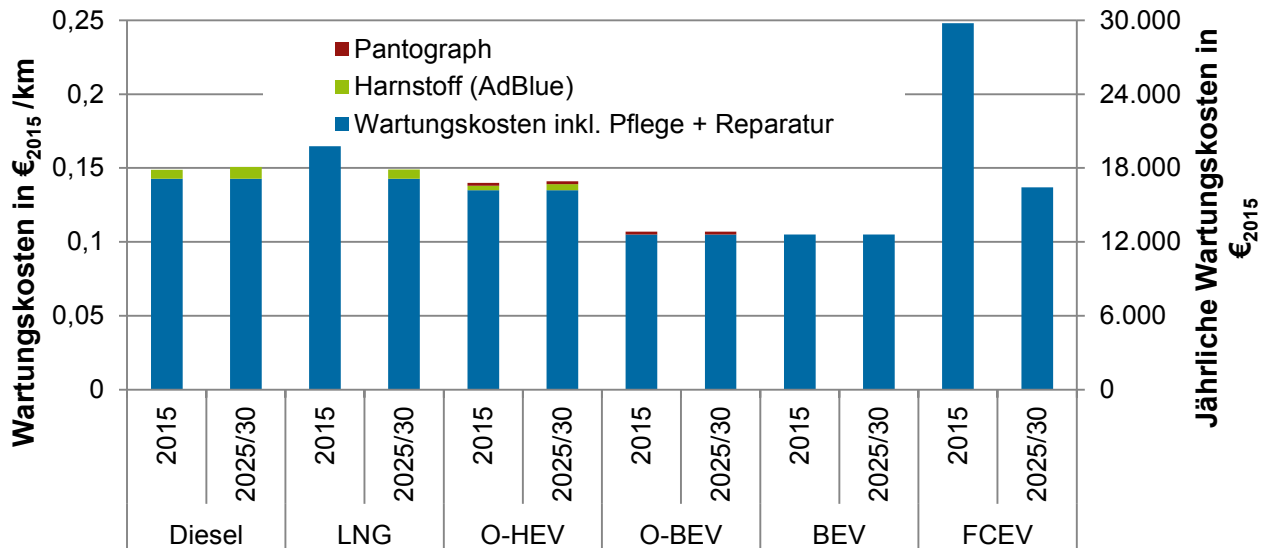
Bei LNG-Lkw wird für die Betrachtungsjahre ab 2025 der Einsatz von HPDI-Motoren angenommen (siehe Abschnitt 2.4.2), bei denen eine Abgasnachbehandlung zur katalytischen Reduktion von Stickoxiden mittels Harnstoff analog zu konventionellen Diesel-Motoren notwendig ist. Gemäß Experteneinschätzung beträgt der Harnstoffverbrauch ca. 80 % des Verbrauchs bei einem vergleichbaren Diesel-Lkw. Dementsprechend werden bei LNG-Lkw ab dem Jahr 2025 Harnstoffkosten in Höhe von 80 % der Kosten des Harnstoffeinsatzes bei Diesel-Lkw angenommen.

Die Annahmen zu den Wartungskosten des Stromabnehmers (Pantograph) bei O-Lkw basieren auf Expertenschätzungen und werden mit 1 bis 2 % der Investitionskosten bei Serienproduktion ab 2025 entsprechend der Annahmen in Tabelle 4-2 abgeschätzt (Öko-Institut e.V. 2017). Die jährlichen Kos-

²⁸ in der Vergleichseinheit €₂₀₁₅, d.h. nach Abzug der Inflation

ten für die Wartung des Stromabnehmers werden auf dieser Grundlage für den gesamten Betrachtungszeitraum konstant mit 200 € pro Jahr beziffert. Diese Kosten umfassen auch den regelmäßigen Austausch der Schleifleisten (nach etwa 100.000 km).

Abbildung 4-6: Jährliche und kilometerbezogene Wartungskosten von Fernverkehrs-Lkw



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Für batterieelektrische Lkw wird abweichend zu Wietschel et al. (2017) für das Jahr 2015 der Wert aus 2025 verwendet, der keinen Batteriewechsel beinhaltet. Denn in der vorliegenden Studie wird der notwendige Batteriewechsel nicht in die Wartungskosten eingerechnet, sondern als separater Kostenpunkt der Nutzerkosten ausgewiesen (siehe Kapitel 4.10).

Die Wartungskosten für Brennstoffzellen-Lkw (FCEV) basieren für das Ausgangsjahr 2015 auf dem Wert für batterieelektrische Lkw zuzüglich einem Erfahrungswert für die Wartung eines Brennstoffzellensystems aus dem Busbetrieb gemäß Ramsden et al. (2013). Im Jahr 2025 entspricht der Wert für die Wartungskosten von FCEV den Angaben in Wietschel et al. (2017).

Für das Jahr 2030 werden dieselben Wartungskosten wie im Jahr 2025 zugrunde gelegt und implizit keine weitere Optimierung – insbesondere der alternativen Antriebssysteme – mit Blick auf die Wartungsintensität unterstellt.

4.8. Lkw-Maut

Der Straßengüterfernverkehr erfolgt in Deutschland fast ausschließlich auf mautpflichtigen Straßen – Bundesautobahnen und Bundesstraßen²⁹. Für die hier betrachtete Fahrzeugklasse der Sattelzüge, die in die Mautkategorie „Fahrzeuge bzw. Fahrzeugkombinationen mit fünf oder mehr Achsen“ fällt, muss aktuell beim Einsatz der modernsten Motorengeneration (Euro VI) eine Maut in Höhe von 0,135 € pro Kilometer entrichtet werden (siehe Abschnitt 2.2.4). In den folgenden Kostenbetrachtungen wird gemäß des unterstellten Nutzungsprofils von Sattelzügen mit 90 % Fahranteil auf mautpflichtigen Straßen und einer jährlichen Gesamtfahrleistung von 120.000 km (siehe Abschnitt 2.3) in der Baseline-Betrachtung davon ausgegangen, dass für alle betrachteten Antriebssysteme jährliche Mautkosten in Höhe von $120.000 \text{ km} \cdot 90 \% \cdot 0,135 \text{ Euro/km} = 14.580 \text{ Euro}$ anfallen. Diese jährlichen Mautkosten

²⁹ Zum 1. Juli 2018 wurde die Lkw-Maut auf alle Bundesstraßen in Deutschland ausgeweitet.

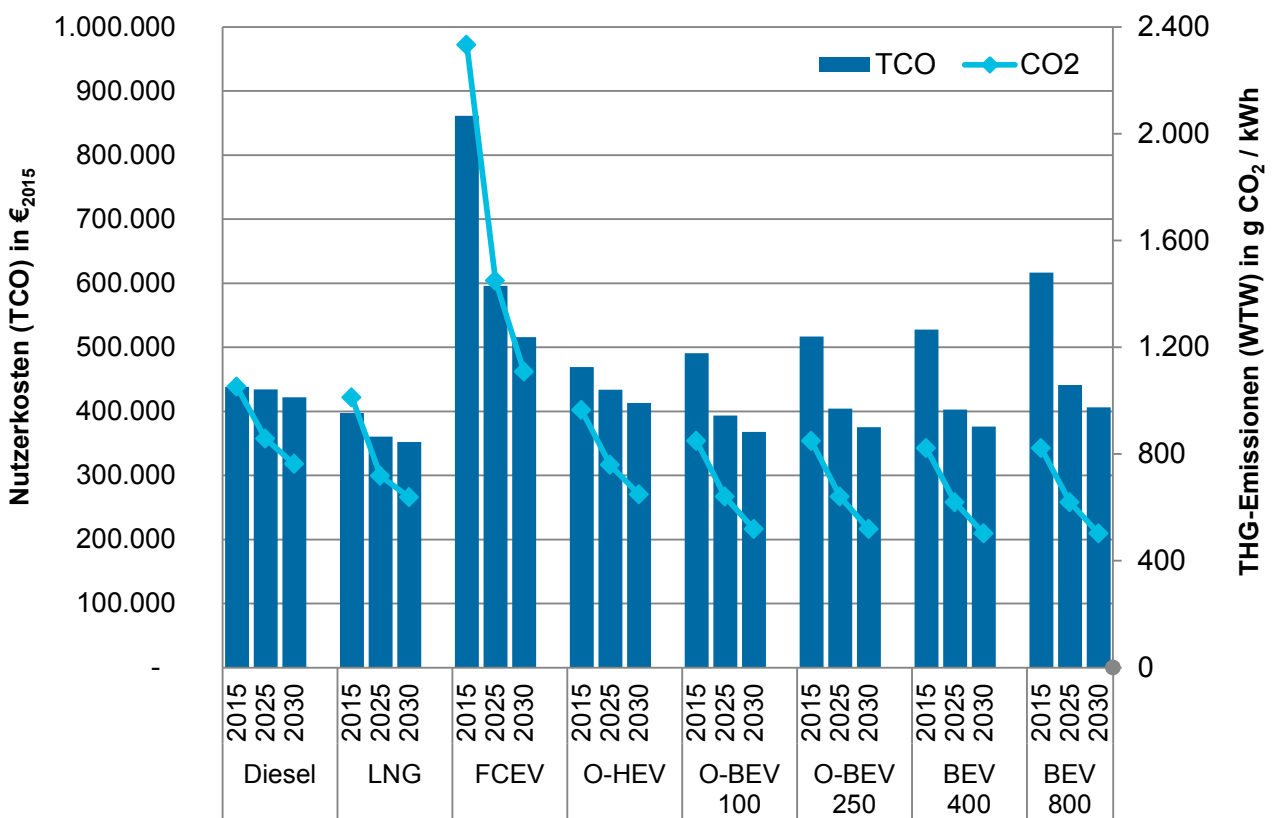
bleiben in der Baseline-Betrachtung zwischen 2015 und 2030 real konstant, d.h. es findet ein Inflationsausgleich statt.

Die beschlossene Erhöhung der Mautsätze ab Januar 2019 ist hingegen nicht abgebildet. Angesichts der Debatte um die Befreiung von elektrischen Lkw von der Maut sind die Mautkosten für alle betrachteten elektrischen Antriebsoptionen in den folgenden Darstellungen besonders kenntlich gemacht. Im Kontext möglicher monetärer Anreize für den Einsatz von alternativen Antrieben bei Fern-Lkw wird eine mögliche Befreiung bzw. Ermäßigung der Maut bei der Einordnung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kapitel 4 und 6 vor diesem Hintergrund jeweils noch einmal aufgegriffen.

4.9. Ergebnisüberblick: Zeitliche Entwicklung der Nutzerkosten im Vergleich der Antriebsalternativen

Auf Grundlage der in Kapitel 2 definierten Rahmenbedingungen ergeben sich die in Abbildung 4-7 dargestellten Gesamtnutzungskosten der unterschiedlichen Antriebsalternativen für das jeweilige Anschaffungsjahr und eine Standardnutzungsdauer von 5 Jahren.

Abbildung 4-7: Veränderung der antriebsabhängigen Kosten und Treibhausgasemissionen von Fernverkehrs-Lkw*



* Baseline-Annahmen, 5 Jahre Nutzungsdauer

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Die dargestellten Kosten umfassen alle fahrzeugbezogenen Nutzerkosten, schließen jedoch in dieser Betrachtung die Finanzierung der erforderlichen Infrastruktur für strombetriebene Fahrzeuge zunächst noch aus (siehe hierzu Kapitel 6). Zudem sei darauf hingewiesen, dass die Gesamtemissionen der unterschiedlichen Antriebsoptionen sich in den gewählten Betrachtungszeiträumen teilweise erheblich unterscheiden (siehe Abbildung 4-7 sowie ausführlich in Kapitel 3) und diese in der hier dargestellten

TCO-Berechnung nicht monetär honoriert oder belastet werden (z. B. durch eine CO₂-basierte Spreizung der Maut). Ebenfalls nicht berücksichtigt werden mögliche Zusatzkosten, die durch die Nutzung eines höheren Anteils an erneuerbaren Energien (z. B. Beimischung von synthetischem Dieselkraftstoff bzw. Wasserstoffherstellung auf Basis von 100 % erneuerbarer Stromerzeugung) entstehen könnten, sondern es werden lediglich die bislang vereinbarten Anforderungen an Kraftstoffe und an den Ausbau des EE-Anteils an der Stromerzeugung unterstellt.

Das Jahr 2015 steht für den heutigen Stand der Technik und berücksichtigt die Kosten alternativer Antriebe auf Grundlage aktueller Technologiekosten. Für alle betrachteten Antriebstechnologien gehen die TCO unter den getroffenen Annahmen von 2015 bis 2025 zurück und sinken bis 2030 noch weiter ab. Hauptgründe sind der verstärkte Einsatz von Effizienztechnologien bei Diesel- und LNG-Lkw, der zwar mit höheren Investitionskosten verbunden ist, aber mit einem darüber hinausgehenden Rückgang der Kraftstoffkosten einhergeht. Bei den Alternativtechnologien führen Lernkurveneffekte (insbesondere Batteriekosten, Brennstoffzelle) zu einem Kostenrückgang. Insgesamt fällt der Kostenrückgang beim Diesel-Lkw am geringsten aus.

Alle betrachteten elektrischen Antriebsalternativen weisen gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug heute (Jahr 2015) noch höhere Gesamtkosten auf. Während diese für Brennstoffzellenfahrzeuge nahezu doppelte so hoch sind, bewegen sich die O-Lkw-Varianten in einem Bereich von 7 bis zu 20 % Kostenaufschlag. Batterieelektrische Fern-Lkw haben aufgrund der hohen Batteriekosten höhere Gesamtkosten über die Nutzungsdauer von 5 Jahren von 20 % (BEV 400) bzw. 41 % (BEV 800). Die LNG-Variante stellt zu diesem Zeitpunkt mit knapp 10 % geringeren Kosten – insbesondere auf Grund des (steuerlich begünstigten) geringen Gaspreises – die günstigste Variante dar.

Bereits im Jahr 2025 weisen jedoch auch alternative Antriebskonzepte teilweise bereits Kostenvorteile gegenüber dem Diesel-Lkw auf. Lediglich die Brennstoffzellen-Variante hat weiterhin einen erheblichen Kostennachteil (37 %). O-HEV erreichen im Jahr 2025 Kostenparität und O-BEV profitieren von einer günstigen Batteriekostenentwicklung und können bereits leichte Kostenvorteile (7 bis 9 %) erzielen. Unter der Annahme, dass LNG-Lkw bis dahin ihre Energieeffizienz deutlich steigern, bleiben diese die günstigste Option.

Bis zum Jahr 2030 profitieren elektrische Antriebe von einer weiteren Kostenminderung der zentralen Komponenten (Batterie, Brennstoffzelle) und Skaleneffekte durch höhere Stückzahlen. Insbesondere die O-BEV-Varianten können ihren Kostenvorteil auf über 20 % gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug ausbauen. Lediglich die Brennstoffzellenvariante hat – trotz deutlich geringerer Technologiekosten – weiterhin einen Kostennachteil von dann etwa 20 %. Unter den getroffenen Annahmen zu den Rahmenbedingungen, die CO₂-Vorteile nicht explizit honorieren, bleibt der LNG-Lkw die kostengünstigste Antriebsoption.

Die Diskussion alternativer Antriebe im Straßengüterfernverkehr wird maßgeblich vom Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen getrieben. Die betrachteten Lkw-Varianten weisen unter den getroffenen Annahmen diesbezüglich jedoch große Unterschiede auf (siehe auch Kapitel 3). Die Interpretation der TCO-Ergebnisse sollte daher im Kontext der erzielbaren Treibhausgaseminderung erfolgen. In Abbildung 4-7 sind daher neben den Nutzerkosten auch die WTW-Treibhausgasemissionen der jeweiligen Fahrzeugvariante im Zeitverlauf dargestellt.

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen kann die LNG-Variante einen leichten CO₂-Vorteil (4 %) gegenüber dem Diesel-Fahrzeug erzielen. Grund hierfür ist der geringere Kohlenstoffgehalt von Erdgas im Vergleich zu Dieselkraftstoff. Einen deutlich höheren Emissionsvorteil können die elektrischen Fahrzeugvarianten (bis zu 20 %) erzielen.

Bei fossil betriebenen Fahrzeugen bestehen bis 2025 noch große Potenziale zur CO₂-Reduktion: für Diesel-Lkw wird im Zeitraum 2015 bis 2025 ein ähnlich starker Rückgang der Treibhausgas-Emissionen auf Well-to-Wheel-Basis (WTW) wie bei den elektrisch betriebenen Fahrzeugvarianten erwartet, und bei LNG-Lkw könnten die Emissionen bis 2025 sogar noch stärker sinken (vgl. Abschnitt 3.3). Doch bereits im Zeitraum 2025 bis 2030 fällt der Rückgang der THG-Emissionen bei Diesel- und LNG-Fahrzeugen, wenn die verbleibenden fahrzeugseitigen Effizienzpotenziale weitestgehend erschlossen sind, geringer aus als bei den elektrischen Pendanten, deren Emissionsbilanz stark von der zunehmenden Dekarbonisierung des Stromsystems profitiert. Brennstoffzellen-Fahrzeuge haben im gesamten Betrachtungszeitraum auf der Basis des Strommixes hingegen auf Grund einer geringeren Gesamtenergieeffizienz noch höhere WTW-Emissionen als das Diesel-Referenzfahrzeug.

Der Emissionsvorteil elektrischer Antriebe erhöht sich nach 2030 weiter: die fortschreitende Dekarbonisierung des Stromsektors ermöglicht perspektivisch die Senkung der THG-Emissionen von elektrisch betriebenen Lkw auf nahe Null während die Emissionsminderung durch fahrzeugseitige Maßnahmen bei verbrennungsmotorischen Antrieben ihre (physikalische) Grenze erreicht. Eine darüber hinausgehende Emissionsminderung bei Diesel- und Methan-betriebenen Lkw, ist nur durch den Einsatz von synthetischen Kraftstoffen auf Basis von erneuerbarem Strom denkbar. Angesichts des deutlich schlechteren Gesamtwirkungsgrads gegenüber der direkten Stromnutzung und dem daraus resultierenden höheren Energiebedarf, wären mit diesem Dekarbonisierungspfad voraussichtlich auch höhere Kraftstoffkosten verbunden und eine Erhöhung der Nutzerkosten (TCO) für Diesel- und Methan-Lkw die Konsequenz.

4.10. Detailbetrachtung der Nutzerkosten (TCO) im Vergleich der Antriebsalternativen für das Jahr 2025

4.10.1. Baseline-Betrachtung

Die antriebsabhängigen Nutzerkosten einer Sattelzugmaschine, die im Jahr 2025 angeschafft und 5 Jahre lang mit einer (durchschnittlichen) jährlichen Fahrleistung von 120.000 km betrieben wird, sind in Abbildung 4-8 für verschiedene Antriebstechnologien und Fahrzeugkonfigurationen unter Baseline-Bedingungen, also unter den in den vorausgegangenen Abschnitten hergeleiteten ökonomischen und technischen Parameterausprägungen, dargestellt. Anschließend wird in Abschnitt 4.10.2 untersucht, wie sensitiv die Ergebnisse auf Abweichungen wichtiger Parameter gegenüber den Baseline-Annahmen reagieren.

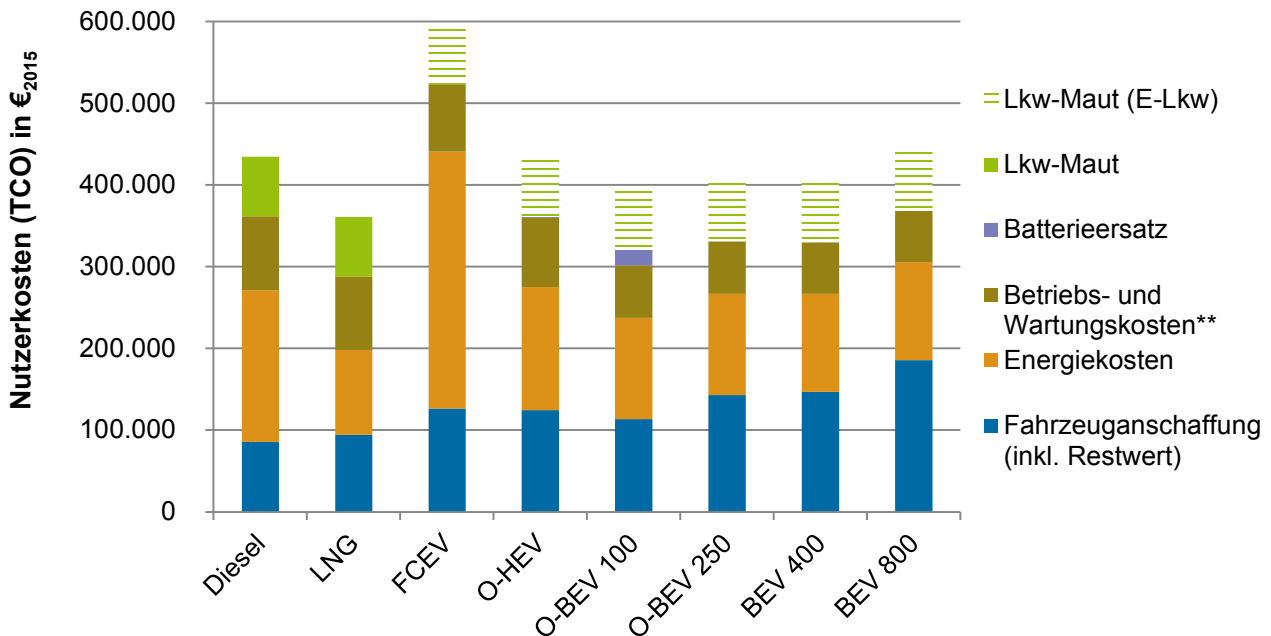
Diesel

Für eine dieselgetriebene Sattelzugmaschine (SZM) belaufen sich die Nutzerkosten in der hier betrachteten Baseline-Entwicklung auf ca. 434.400 €₂₀₁₅ dies entspricht ca. 509.100 €₂₀₂₅ (unter Einbezug der Inflation, vgl. Abschnitt 4.2). Die Kraftstoffkosten stellen im Jahr 2025 mit ca. 185.300 €₂₀₁₅ den mit Abstand größten Kostenblock dar, auch wenn ihr Anteil an den gesamten antriebsabhängigen Kosten leicht auf 43 % sinkt (gegenüber 45 % bei 2015 angeschafften Dieselfahrzeugen). Der Energiekostenanteil liegt damit deutlich höher als bei den alternativen Antriebstechnologien (außer Wasserstoff).

Den zweithöchsten Anteil haben mit ca. 21 % die Betriebs- und Wartungskosten – während sie bei allen anderen Antrieben unter den Kosten für die Fahrzeuganschaffung liegen und damit maximal die drittgrößte Kostenposition einnehmen. Bei Diesel-Lkw, die im Jahr 2025 neu angeschafft werden, entfallen im Baseline-Szenario mit knapp 85.800 €₂₀₁₅ nur ca. 20 % der Gesamtkosten auf die Fahrzeug-

anschaffung³⁰ – dies ist der geringste absolute und relative Wert unter allen Antriebstechnologien. Die Mautkosten stellen mit 72.900 €₂₀₁₅ bzw. einem Sechstel der Gesamtkosten ebenfalls eine wichtige Kostenkomponente dar.

Abbildung 4-8: Antriebsabhängige Nutzerkosten (TCO) von Sattelzugmaschinen im Jahr 2025*



* Kosten exkl. MwSt, Baseline-Annahmen, 5 Jahre Nutzungsdauer

** Wartung, Reparatur, Schmierstoffe, AdBlue

Eigene Darstellung Öko-Institut

O-HEV

Oberleitungshybrid-Lkw (O-HEV) sind mit einem Dieselmotor ausgestattet und verfügen somit über die gleiche Reichweite und Einsatzflexibilität wie konventionelle Dieselfahrzeuge. In der Baseline-TCO-Betrachtung weist diese Fahrzeugkonfiguration sehr ähnliche Gesamtkosten wie Diesel-Lkw auf, trotz der konservativen Annahmen, dass der elektrische Fahrleistungsanteil im Durchschnitt nur bei 50 % liegt und kein Mautvorteil gegenüber konventionellen Lkw besteht. Über eine Nutzungsdauer von 5 Jahren ergibt sich für O-HEV mit 433.700 €₂₀₁₅ ein minimaler TCO-Vorteil von ca. 700 €.

Die Mehrkosten bei der Fahrzeuganschaffung von knapp 39.000 €₂₀₁₅ werden durch die geringeren Energiekosten (knapp 35.000 € Einsparung) und die geringeren Betriebs- und Wartungskosten (minus 6.000 €) mehr als ausgeglichen. Die Kosten für den einmaligen Ersatz der Batterie von schätzungsweise ca. 1.100 € liegen weit unter 0,5 % der Gesamtkosten und fallen dementsprechend nicht ins Gewicht.

O-BEV

Batterieelektrische Oberleitungs-Lkw (O-BEV) weisen im Jahr 2025 unter den Baseline-Bedingungen deutlich geringere Gesamtkosten als O-HEV oder konventionelle Diesel-Lkw auf. Grund hierfür sind zum einen die niedrigen Energiekosten von ca. 123.900 €₂₀₁₅ (-33 % ggü. Diesel) und zum anderen die

³⁰ Fahrzeugpreis plus Finanzierungskosten minus Restwert (siehe Abschnitt 4.4)

geringen Betriebs- und Wartungskosten des rein elektrischen Antriebsstrangs von 64.200 €₂₀₁₅ (-29 % ggü. Diesel).

Die Fahrzeuganschaffung ist dagegen deutlich teurer unter den Annahmen, dass

- die Batteriekosten im Jahr 2025 120 €₂₀₂₅/kWh bzw. 102 €₂₀₁₅/kWh betragen und
- die Batterien am Ende der Haltedauer von 5 Jahren (d.h. nach 600.000 zurückgelegten Kilometern) keinen Restwert mehr besitzen,

belaufen sich die Kosten für die Fahrzeuganschaffung bei einem O-BEV mit 250 km elektrischer Reichweite auf ca. 143.000 €₂₀₁₅ (+67 % ggü. dem Dieselfahrzeug). Mit ca. 35 % Anteil an den Gesamtkosten ist die Fahrzeuganschaffung damit der größte Kostenblock bei O-BEV 250, noch vor den Stromkosten, auf die ca. 31 % der Gesamtkosten entfallen.

Bei dem ebenfalls betrachteten O-BEV 100 betragen die Anschaffungskosten – dank deutlich kleinerer Batterie – nur ca. 113.400 €₂₀₁₅. Damit liegen sie etwa 32 % über denen des Dieselfahrzeugs, aber ca. 9 % unter den Anschaffungskosten von O-HEV und 21 % unter denen des O-BEV 250. Es wird davon ausgegangen, dass die Traktionsbatterie bei O-BEV 100 einmal während der Erstnutzer-Haltedauer von 5 Jahren ersetzt werden muss (siehe auch Abschnitt 4.13). Aber auch inklusive der zusätzlichen Kosten für eine Austauschbatterie weisen O-BEV 100 unter Baseline-Bedingungen die geringsten Gesamtkosten (TCO) aller elektrifizierten Fahrzeugkonfigurationen auf (Abbildung 4-8).

BEV

Rein batterieelektrische Lkw mit 400 km Reichweite (BEV 400) zeigen in der Baseline-Betrachtung eine sehr ähnliche Kostenstruktur wie O-BEV 250. Leicht geringere Stromkosten auf Grund des geringeren Luftwiderstands (kein Pantograph) sowie nicht auftretender Energieverluste im Fahrleitungssystem werden durch geringfügig höhere Kosten in der Fahrzeuganschaffung ausgeglichen. Außerdem entfallen die Wartungskosten des Pantographen (Austausch der Schleifleisten), die mit 1.200 €₂₀₁₅ über 5 Jahre bzw. 600.000 km jedoch nur einen sehr geringen Anteil an den Gesamtkosten haben.

Die Gesamtkosten des BEV 800 liegen knapp über denen des Dieselfahrzeugs und des O-HEV. Sie übersteigen die Gesamtkosten des BEV 400 in der durchgeführten TCO-Analyse nur um knapp 39.000 €₂₀₁₅, obwohl der BEV 800 einen um ca. 74.000 €₂₀₁₅ höheren Fahrzeugpreis aufweist. Der wesentliche Grund hierfür ist, dass für die Batterie des BEV 800 ein Restwert von ca. 37.600 €₂₀₁₅ angesetzt wird, weil davon ausgegangen wird, dass eine solch große Batterie deutlich länger als die hier betrachteten 5 Jahre bzw. 600.000 km genutzt werden kann. Die Batterie des BEV 400 wird dagegen in Bezug auf ihre Größe (bzw. die sich daraus ergebende Vollzyklenzahl, vgl. Abschnitt 4.13) deutlich stärker beansprucht, so dass mit einem Austausch am Ende der 5-jährigen Nutzungsdauer gerechnet werden muss und somit kein Batterierestwert kalkuliert wird (siehe auch Abschnitt 4.4.1).

Elektro-Lkw und Lkw-Maut

Bei allen Fahrzeugen mit rein elektrischem Antriebsstrang, d.h. bei allen O-BEV- und BEV-Varianten, liegen die Betriebs- und Wartungskosten (inkl. Reparaturen) in der Baseline-Betrachtung deutlich unter den Mautkosten³¹. Allein diese Tatsache macht deutlich, welchen großen Einfluss die politische Rahmensezung gerade bei elektrisch betriebenen Lkw auf deren Gesamtkosten (TCO) hat.

Eine mögliche Mautbefreiung von Elektro-Lkw in der frühen Marktphase würde

³¹ Die Mautkosten werden mit dem heutigen Wegekosten-Satz von 13,5 ct/km berechnet. Außerdem wird davon ausgegangen, dass im Fernverkehr 90 % aller gefahrenen Kilometer auf mautpflichtigen Straßen zurückgelegt werden.

- die Gesamtkosten von O-HEV sowie allen betrachteten O-BEV- und BEV-Varianten deutlich unter die Gesamtkosten von Dieselfahrzeugen sinken lassen und
- die Gesamtkosten beider O-BEV-Konfigurationen sowie des BEV 400 ebenfalls unter die Gesamtkosten von LNG-Fahrzeugen sinken lassen.

LNG

Mit LNG betriebene Sattelzugmaschinen weisen unter den Baseline-Bedingungen die geringsten Gesamtkosten aller Antriebstechnologien auf (ca. 360.000 €₂₀₁₅), was auf die mit 104.000 €₂₀₁₅ geringsten Energiekosten aller Antriebe zurückzuführen ist. Die Energiekosten machen damit weniger als 30 % der gesamten technologieabhängigen Kosten aus, stellen aber dennoch den größten Kostenblock dar.

Diese Berechnungen beruhen auf der in Abschnitt 4.5 dargestellten Entwicklung der Energiepreise. Es wird in der Baseline-Betrachtung davon ausgegangen, dass sich der LNG-(Import-)Preis komplett von der Ölpreisentwicklung entkoppelt und bis 2030, dem letzten betrachteten Betriebsjahr eines 2025 angeschafften LNG-Fahrzeugs, auf einem niedrigen Niveau von 2,00 ct₂₀₁₅/kWh verbleibt³². Der LNG-Preis steigt, infolge der vom Gesetzgeber beschlossenen Reduzierung der Energiesteuerermäßigung für Erdgas als Kraftstoff und ausgehend von 5,2 ct₂₀₁₅/kWh im Jahr 2015, bis 2030 nur moderat auf 6,5 ct₂₀₁₅/kWh. Dies entspricht nominal 8,2 ct₂₀₃₀/kWh.

Bei den Kosten für die Fahrzeuganschaffung werden sich LNG-Fahrzeuge und Dieselfahrzeuge zukünftig deutlich angleichen. In der Baseline-Betrachtung sinken die Mehrkosten eines 2025 angeschafften LNG-Fahrzeugs auf ca. 8.600 €₂₀₁₅ und liegen damit auch deutlich unter den Anschaffungs-Mehrkosten der anderen alternativen Antriebe. Andererseits liegen die Betriebs- und Wartungskosten fast gleichauf mit denen von Dieselfahrzeugen (nur der AdBlue-Verbrauch ist geringer) und somit deutlich über denen der anderen alternativen Antriebe.

FCEV

Für Sattelzugmaschinen mit Brennstoffzellen-Antrieb wurden mit fast 600.000 €₂₀₁₅ deutlich höhere Gesamtkosten ermittelt als für alle anderen betrachteten Antriebe. Dies kann eindeutig auf die Energiekosten zurückgeführt werden, die im Baseline-Szenario über die Hälfte der Gesamtkosten ausmachen. Mit etwa 315.000 €₂₀₁₅ sind die Wasserstoffkosten mehr als doppelt so hoch wie die Energiekosten von O-HEV, dem alternativen Antrieb mit den zweithöchsten Energiekosten.

Dagegen liegen die Betriebs- und Wartungskosten und auch die Kosten für die Fahrzeuganschaffung (einer technisch-ökonomisch optimierten Brennstoffzellen-Lkw-Konfiguration, vgl. Abschnitt 2.4.5) durchaus im Bereich der Kosten der anderen alternativen Antriebstechnologien. Unter den Baseline-Bedingungen kann auch eine mögliche Befreiung emissionsfreier Antriebe von der Lkw-Maut die TCO-Nachteile von Brennstoffzellen-Lkw nicht ausgleichen (siehe Abbildung 4-8).

4.10.2. Sensitivitäten

In diesem Abschnitt wird dargestellt, wie sensitiv die antriebstechnologieabhängigen Nutzerkosten auf Abweichungen wichtiger Parameter gegenüber den Baseline-Annahmen reagieren. Dazu wird jeweils ein Parameter um -30 % bis +30 % gegenüber der Baseline (100 %-Niveau) variiert; alle anderen Parameter werden konstant gehalten. Die im Folgenden durchgeführten Sensitivitätsanalysen werden immer auf die Nutzerkosten-/TCO-Differenz bezogen, die zwischen der betrachteten SZM mit alterna-

³² D.h. der LNG-Importpreis steigt, ausgehend von 2,00 ct/kWh im Jahr 2015, gemäß der allgemeinen Preissteigerung, die in der Baseline-Betrachtung mit durchschnittlich 1,6 % p.a. angenommen wird. Der LNG-Importpreis erhöht sich somit nominal auf 2,34 €₂₀₂₅ (im Jahr 2025) und 2,54 €₂₀₃₀ (im Jahr 2030).

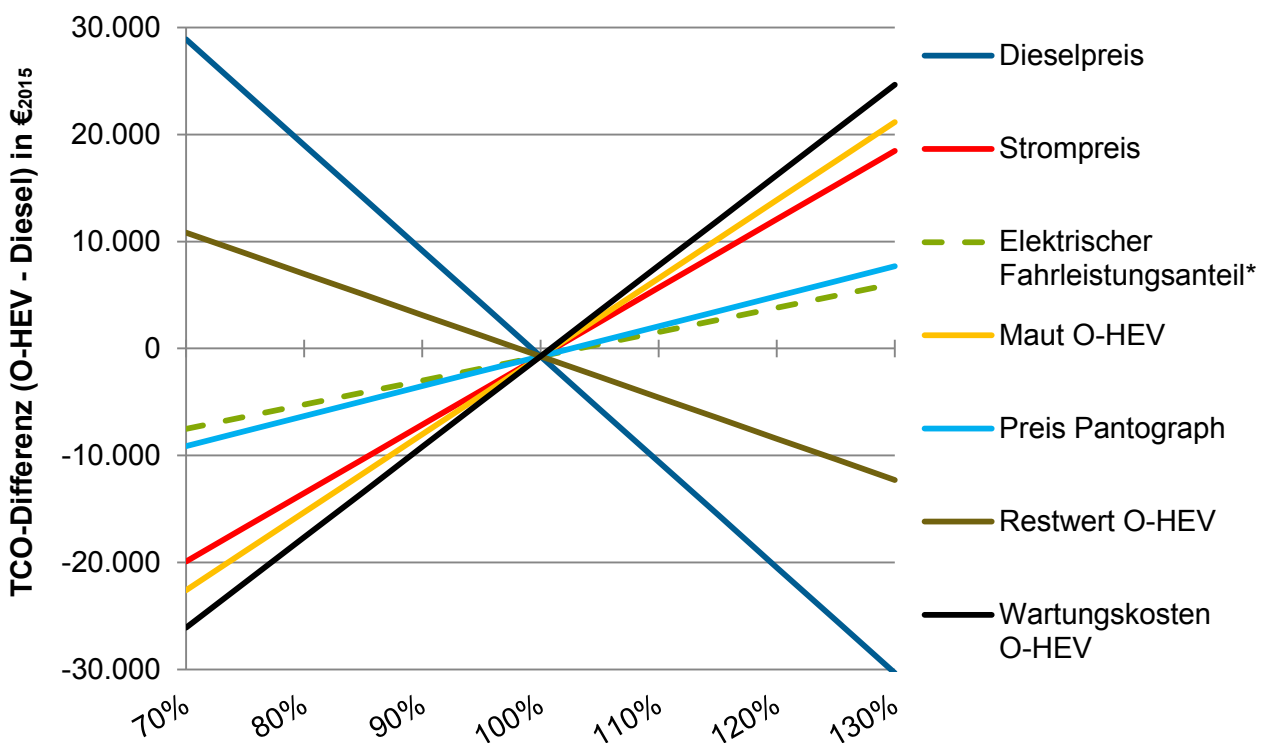
tivem Antrieb und einer dieselgetriebenen SZM besteht Der Zeitpunkt der Fahrzeuganschaffung ist jeweils das Jahr 2025.

O-HEV

Unter Baseline-Bedingungen wurde für O-HEV und Dieselfahrzeuge lediglich eine minimale TCO-Differenz von ca. 700 € ermittelt, was am Schnittpunkt der Linien (bei 100 %) erkennbar ist. Den größten Einfluss auf die TCO-Differenz hat der Dieselpreis, obwohl auch die O-HEV die Hälfte aller Kilometer im Dieselbetrieb zurücklegen. Wenn sich der Dieselpreis um 10 % nach oben oder unten ändert, ändert sich die TCO-Differenz um ca. 10.000 €₂₀₁₅. Wenn der Dieselpreis über den gesamten Nutzungszeitraum der Fahrzeuge (2025-2030) um 1 ct₂₀₁₅/L bzw. 0,9 % niedriger liegt als in der Baseline angenommen, verschiebt sich die TCO-Differenz – bei ansonsten gleichen Rahmenbedingungen – somit um ca. 900 € und das Dieselfahrzeug hätte einen minimalen TCO-Vorteil.

Einen sehr großen Einfluss auf den TCO-Vergleich hat auch die Ausgestaltung der Lkw-Maut. Wenn die Maut von O-HEV um 30 % geringer ausfällt (bzw. eine Maut-Differenz von 30 % zwischen O-HEV und Dieselfahrzeug besteht), steigt der Gesamtkosten-Vorteil des O-HEV auf über 22.000 €. Hierbei muss beachtet werden, dass der Mautsatz von O-HEV (und anderen alternativen Antrieben) um bis zu 100 % von den Baseline-Annahmen abweichen kann³³ und damit perspektivisch die größte relative Variation aller relevanten Parameter aufweisen kann.

Abbildung 4-9: Differenz der Nutzerkosten zwischen O-HEV und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer



* Die Sensitivität bezieht sich auf den ursprünglichen elektrischen Fahrleistungsanteil von 50 %, welcher durch den 100 %-Wert in der Mitte der x-Achse repräsentiert wird. Der 130 %-Wert auf der rechten Seite der Abbildung entspricht somit einem elektr. Anteil von 65 % (relative Steigerung um 30 % bezogen auf den ursprünglichen Anteil von 50 %).

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

³³ Wenn O-HEV und andere alternative Antriebe vollständig von der Lkw-Maut befreit werden sollten, würde sich ihre TCO-Differenz ggü. Diesel-Lkw um die gesamten Mautkosten in Höhe von 72.900 €₂₀₁₅ verbessern.

Die Gesamtkosten von O-HEV hängen auch stark von den Wartungskosten ab: Wenn die Wartungskosten um 30 % von den Baseline-Annahmen abweichen, ändert sich die TCO (-Differenz) um ca. 25.000 €₂₀₁₅. Der Einfluss von Strompreisänderungen fällt etwas geringer aus: eine Abweichung von 30 % führt zu einer TCO-Änderung bei O-BEV von ca. 19.000 €₂₀₁₅. Bei beiden Kostenblöcken – Wartungskosten und Stromkosten – sind große prozentuale Abweichungen von den Baseline-Annahmen weniger wahrscheinlich als bei den Diesel- und Mautkosten.

Weniger sensitiv reagieren die Nutzerkosten von O-HEV (bzw. die TCO-Differenz zum Dieselfahrzeug) auf eine relative Änderung des O-HEV-Restwerts, des Preises für den Pantographen sowie des elektrischen Fahrleistungsanteils. Andererseits sind die getroffenen Baseline-Annahmen bei allen drei zuletzt genannten Einflussgrößen wenig robust, so dass große prozentuale Abweichungen möglich sind.

Wenn sich der elektrische Fahrleistungsanteil um 30 % gegenüber dem Baseline-Anteil von 50 % auf 65 % erhöht ($50 \% \cdot 1,3 = 65 \%$), so erhöht sich der TCO-Vorteil ggü. dem Dieselfahrzeug um knapp 7.000 €₂₀₁₅ (siehe Abbildung 4-9). Bei einer Steigerung um 60 % auf einen Anteil von 80 % ($50 \% \cdot 1,6 = 80 \%$) wächst der TCO-Vorteil des O-HEV um fast 14.000 €₂₀₁₅ im Vergleich zur Baseline-Betrachtung.

O-BEV 100

Die Differenz der Nutzerkosten zwischen O-BEV 100 und Diesel-Lkw, die unter Baseline-Bedingungen bei einem 2025 angeschafften und 5 Jahre lang genutzten Fahrzeug ca. 41.000 €₂₀₁₅ beträgt (zu Gunsten des O-BEV), reagiert ebenfalls auf den Dieselpreis am stärksten sensitiv. Wenn sich dieser um 30 % ändert, hat das eine Änderung der TCO (-Differenz) von über 55.000 €₂₀₁₅ zur Folge, wie in Abbildung 4-10 dargestellt ist³⁴.

Damit sich die Nutzerkosten von O-BEV 100 und Dieselfahrzeug bis auf den selben Wert angleichen (Null-Linie im Diagramm), müsste der Dieselpreis – bei ansonsten unveränderten Bedingungen – gegenüber dem Baseline-Preis³⁵ von 1,14 €₂₀₁₅/L um ca. 22 % günstiger ausfallen und bei durchschnittlich 0,89 €₂₀₁₅/L (bzw. 1,04 €₂₀₂₅/L) liegen.

Den zweitgrößten Einfluss auf die Nutzerkosten-Differenz hat der Strompreis. Eine Abweichung des Strompreises um 30 % ändert die Nutzerkosten des O-BEV 100 um ca. 37.000 €₂₀₁₅. Damit hätte der O-BEV 100 also selbst bei 30 % höheren Stromkosten gegenüber der Baseline-Annahme immer noch einen TCO-Vorteil gegenüber dem Dieselfahrzeug (bei ansonsten unveränderten Bedingungen).

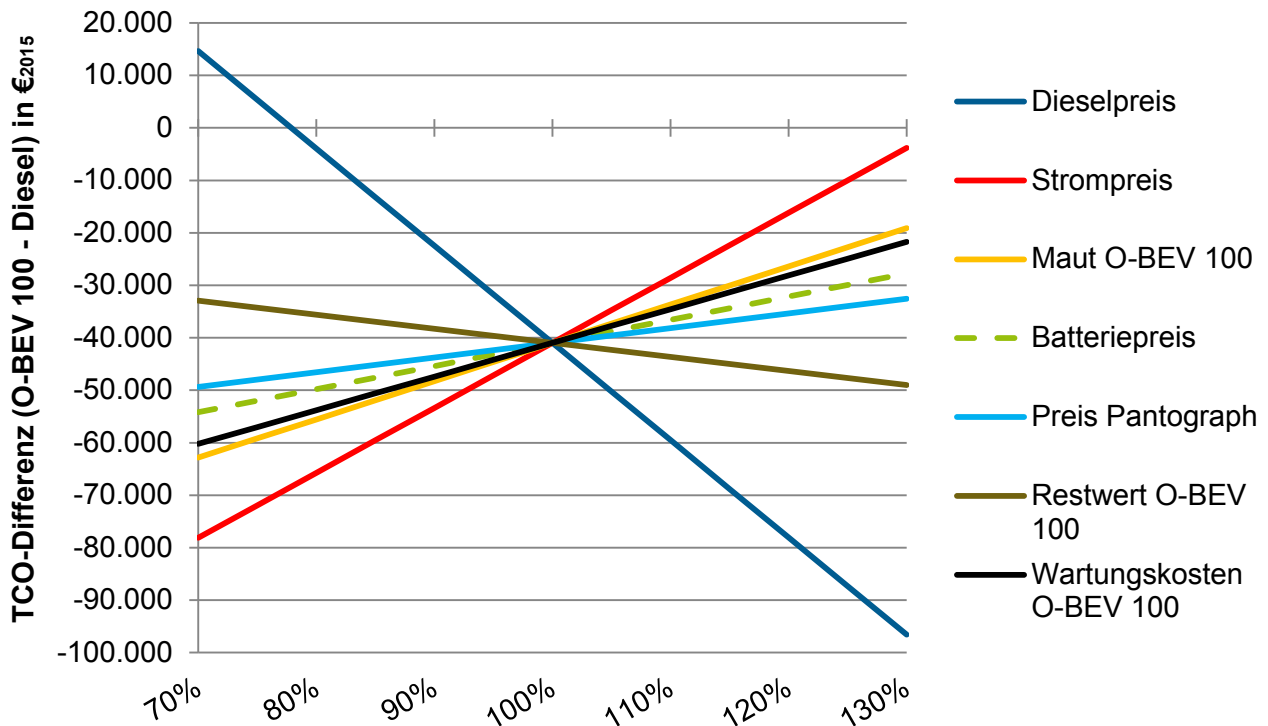
Den nächstgrößeren Einfluss auf den TCO-Vergleich hat die Ausgestaltung der Lkw-Maut. Bei einem Mautunterschied³⁶ von 30 % ändert sich die TCO-Differenz um ca. 22.000 €₂₀₁₅. Falls Elektro-Lkw vollständig von der Lkw-Maut ausgenommen werden, wie derzeit von der Bundesregierung erwogen wird, dann würde sich der Nutzerkosten-Vorteil des O-BEV 100 im Vergleich zur Baseline-Betrachtung um 72.900 €₂₀₁₅ auf insgesamt fast 114.000 €₂₀₁₅ erhöhen.

³⁴ Die y-Achse umfasst hier einen doppelt so großen Kostenbereich wie in Abbildung 4-9. Um dies zu verdeutlichen, wurde der Abstand zweier horizontaler Hilfslinien bei 10.000 €₂₀₁₅ belassen.

³⁵ Nettopreis, Mittelwert im Zeitraum 2025-2030

³⁶ z. B. Reduzierung des Mautsatzes von O-BEV gegenüber dem Mautsatz von Diesel-Lkw, welcher in der Baseline 13,5 ct₂₀₁₅/km beträgt (reine Wegekosten)

Abbildung 4-10: Differenz der Nutzerkosten zwischen O-BEV 100 und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Auf alle anderen untersuchten Parameter reagiert die TCO-Differenz weniger sensitiv, wie in Abbildung 4-10 an der geringeren Steigung erkennbar ist. Wenn beispielsweise der Batteriepreis um 30 % von den Baseline-Annahmen abweicht, ändert sich die Nutzerkosten-Differenz um ca. 13.200 €₂₀₁₅. Der Restwert des O-BEV von ca. 26.800 €₂₀₁₅ (100 %-Wert) hat einen geringeren Einfluss auf die TCO-Bilanz als der Restwert von O-HEV, der in der Baseline (100 %-Wert) bei ca. 38.500 €₂₀₁₅ liegt.

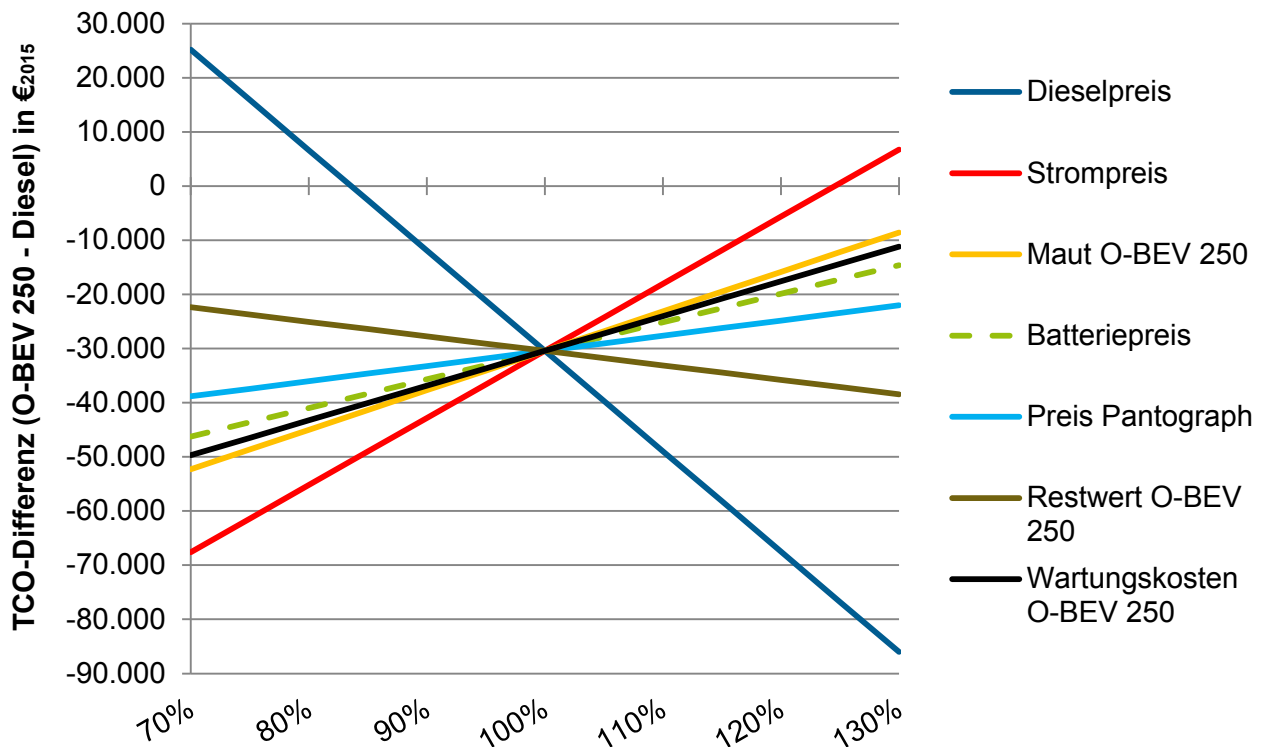
O-BEV 250

Die Nutzerkosten-Differenz eines O-BEV 250 gegenüber dem Dieselfahrzeug fällt in der Baseline-Betrachtung mit ca. 30.400 €₂₀₁₅ (Schnittpunkt aller Geraden in Abbildung 4-11) um etwa 10.000 €₂₀₁₅ geringer als bei dem oben beschriebenen O-BEV 100 aus. Der Grund hierfür sind die höheren Batteriekosten von ca. 52.700 €₂₀₁₅ (Baseline, 100 %-Wert), auch wenn die Mehrkosten im Vergleich zu den Batteriekosten des O-BEV 100 (ca. 44.100 €₂₀₁₅) unter 10.000 €₂₀₁₅ liegen, da für diesen eine Austauschbatterie mitberechnet wurde.

Eine Änderung des Batteriepreises um 30 % gegenüber der Baseline-Annahme führt beim O-BEV 250 zu einer TCO-Änderung von ca. 15.800 €₂₀₁₅, womit sich eine Abweichung des Batteriepreises fast so stark auf dessen TCO auswirkt wie eine prozentual gleich große Abweichung von Wartungskosten und Maut.

Alle Parameter mit Ausnahme des Batteriepreises weisen bei den beiden Fahrzeugkonfigurationen O-BEV 250 und O-BEV 100 den gleichen Einfluss auf die jeweilige Fahrzeug-TCO auf. Dies zeigt sich an identischen Anstiegen in den Diagrammen in Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11.

Abbildung 4-11: Differenz der Nutzerkosten zwischen O-BEV 250 und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

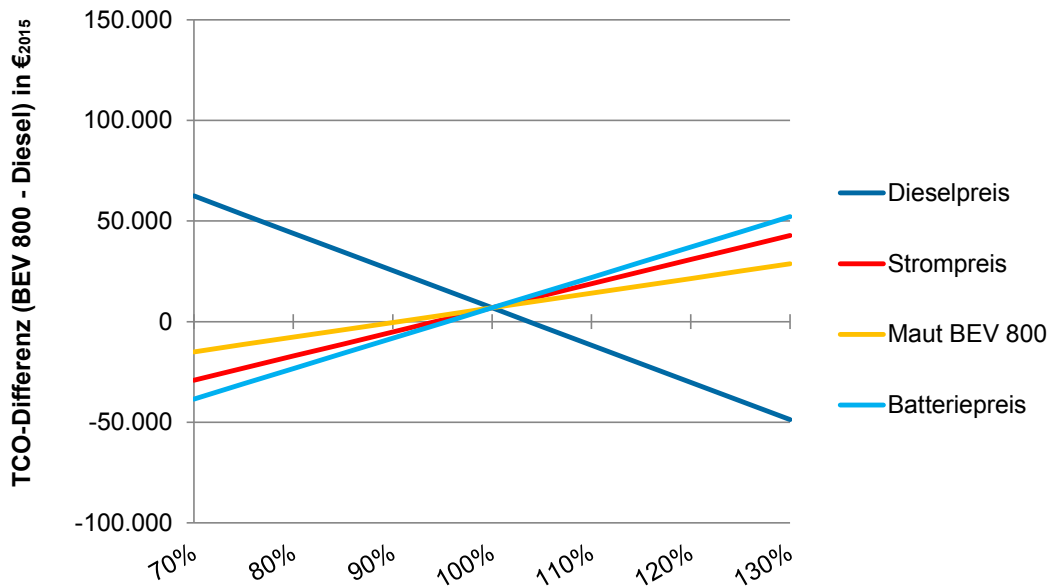
BEV 800

Unter Baseline-Bedingungen weist ein BEV 800 über eine Haltedauer von 5 Jahren ein leicht negative Gesamtkostenbilanz (6.861€₂₀₁₅) gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug auf und schneidet damit unter diesen Rahmenbedingungen leicht schlechter als die Variante O-HEV und signifikant schlechter als die Variante O-BEV 100 im Gesamtkostenvergleich ab. Wie auch bei den oberleitungsgebundenen Fahrzeugvarianten hat eine Variation des Dieselpreises den höchsten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des BEV 800 im Vergleich zum Diesel-Referenzfahrzeug. Auch der Strompreis wirkt sich stark auf die Wirtschaftlichkeit aus. Hierbei muss beachtet werden, dass der Strompreis für den BEV 800 je nach Ladestation und -leistung³⁷ deutlich variieren kann.

Angesichts der größeren Batterie des BEV 800 im Vergleich zu den O-Lkw-Varianten gewinnt die Entwicklung des Batteriepreises für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung an Bedeutung. So führt bereits eine leicht optimistischere Entwicklung der Batteriekosten (5 % geringere Kosten als in der Baseline) zu relevanten Einsparungen, die den dargestellten Kostennachteil gegenüber dem Dieselfahrzeug kompensieren. Eine deutlich dynamischere Entwicklung der Batteriekosten als in der Baseline kann die Attraktivität des BEV 800 im Vergleich zu den O-Lkw-Varianten besonders stark erhöhen – eine Variation der Batteriekosten um 30 % führt zu einer TCO-Änderung von ca. 45.000 €₂₀₁₅.

³⁷ z. B. Megacharger an der Autobahn vs. Schnellladesäule (zur Übernacht-Ladung) auf dem eigenen Betriebsgelände

Abbildung 4-12: Differenz der Nutzerkosten zwischen BEV 800 und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer

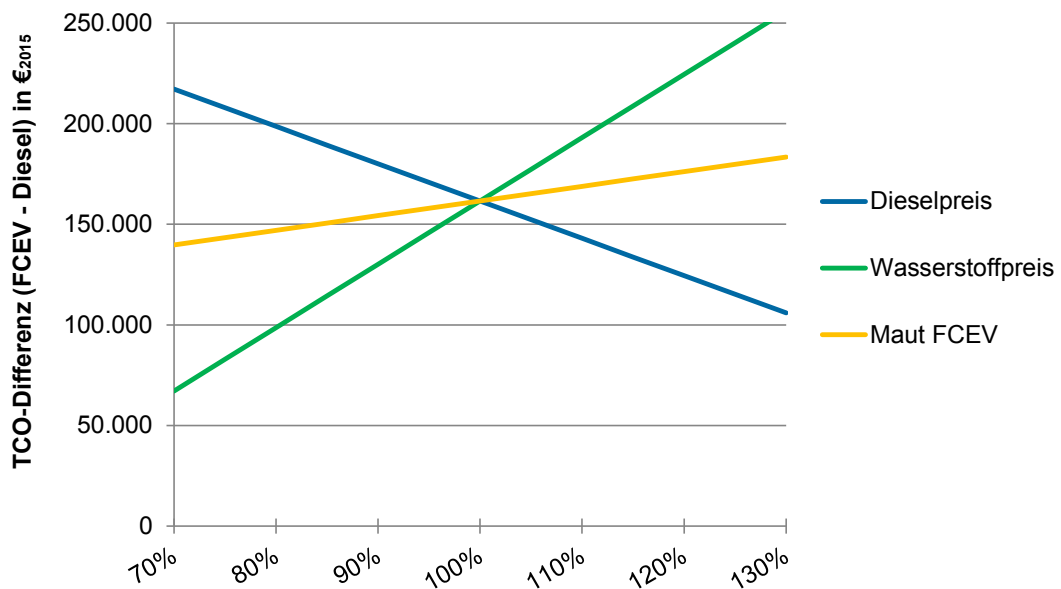


Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

FCEV

FCEV weisen unter den Baseline-Annahmen im Vergleich der Antriebsalternativen mit rund 161.000 €₂₀₁₅ höheren Nutzerkosten die schlechteste Kostenbilanz auf. Hauptgrund sind die deutlich höheren Energiekosten.

Abbildung 4-13: Differenz der Nutzerkosten zwischen FCEV und Dieselfahrzeug im Jahr 2025 bei 5 Jahren Haltedauer



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

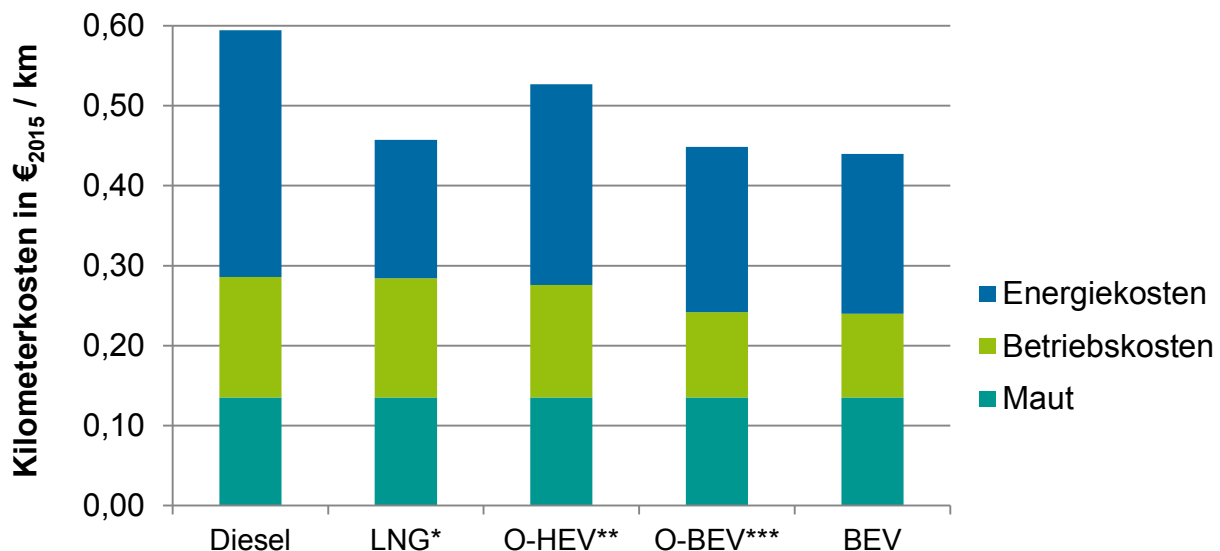
Die Analysen zeigen – auch im antriebsübergreifenden Vergleich – die mit Abstand höchste Sensitivität in Bezug auf den Wasserstoffpreis. Eine Variation des Wasserstoffpreises um 30 % hat eine Veränderung der TCO um rund 95.000 €₂₀₁₅ zur Folge. Selbst bei einem um 30 % geringeren Wasserstoffpreis als in der Baseline verbleibt jedoch ein Kostennachteil gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug von etwa 67.000 €₂₀₁₅.

Die Auswirkungen einer Veränderung des Dieselpreises sind analog zu den zuvor diskutierten Antriebsalternativen jenseits des O-HEV. Der Gradient des Einflussfaktors Maut ist antriebsunabhängig und im Falle des FCEV im Vergleich zu den Kraftstoffpreisen von geringerer Bedeutung.

4.11. Kilometerkosten und Amortisationszeit im Vergleich der Antriebsalternativen

In Abbildung 4-14 sind die variablen Kosten dargestellt, die bei den verschiedenen Antrieben pro Kilometer unter Baseline-Bedingungen anfallen. Berücksichtigt werden die Energiekosten, die Betriebskosten (Pflege, Reparatur, Ersatzteile) und die Lkw-Maut. Nicht berücksichtigt wird hingegen eine kilometerabhängige Abschreibung der Fahrzeuganschaffungskosten (Restwertentwicklung).

Abbildung 4-14: Kilometerkosten der Antriebsalternativen im Jahr 2025 (Baseline-Annahmen)



* Energiekosten nach Auslaufen der Steuerermäßigung im Jahr 2027

** 50 % elektrischer Fahrleistungsanteil

*** 50 % O-elektrischer und 50 % batterieelektrischer Fahrmodus

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

In der Baseline, die für alle Antriebe den aktuell geltenden Mautsatz von 13,5 ct/km annimmt, haben Dieselfahrzeuge im Jahr 2025 mit knapp 60 ct₂₀₁₅ die höchsten Kilometerkosten aller Antriebe³⁸. Dies kann in erster Linie auf die höchsten Energiekosten zurückgeführt werden, aber auch die Betriebskosten liegen über denen der anderen Antriebsalternativen. O-HEV weisen die zweithöchsten Kilometerkosten auf. Bei einem elektrischen Fahrleistungsanteil von 50 % (Baseline-Annahme) liegen die Kilometerkosten mit knapp 53 ct etwa 11 % unter denen des Dieselfahrzeugs.

³⁸ Der Brennstoffzellenantrieb wird auf Grund der in Abschnitt 4.9 ermittelten ungünstigen TCO-Bilanz hier nicht näher betrachtet.

Noch deutlich günstiger fallen mit ca. 45 ct die variablen Kosten pro Kilometer bei BEV-, O-BEV- und LNG-Fahrzeugen aus. Während LNG unter den Baseline-Annahmen die geringsten Energiekosten pro Kilometer aufweist, profitieren die beiden rein elektrischen Fahrzeugantriebe von den mit Abstand geringsten Betriebs- und Wartungskosten (vgl. Abschnitt 4.7).

Bei einer jährlichen Laufleistung von 120.000 km und einem Anteil mautpflichtiger Straßen von 90 % ergeben sich pro Jahr die in der folgenden Tabelle aufgeführten jährlichen Kilometerkosten der Antriebsalternativen im Jahr 2025. Die in der mittleren Zeile aufgeführten Kosteneinsparungen gegenüber dem Dieselfahrzeug können auch als Grenze interpretiert werden, bis zu der die jährlichen Leasingkosten eines Fahrzeugs mit alternativem Antrieb maximal über den Leasingkosten eines Dieselfahrzeugs liegen können, ohne dass ein TCO-Nachteil entsteht.

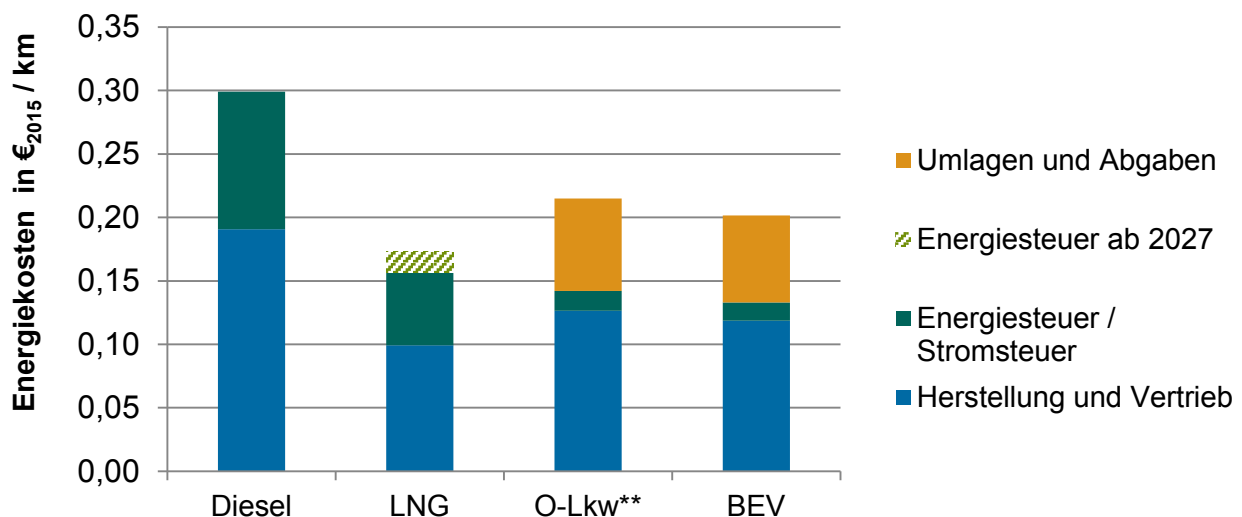
Tabelle 4-6: Kilometerkostenvorteil der alternativen Antriebsoptionen im Jahr 2025

| | Diesel | LNG | O-HEV | O-BEV 100 | O-BEV 250 | BEV 400 | BEV 800 |
|-------------------------------------------|--------|---------|--------|-----------|-----------|---------|---------|
| Kilometerkosten p.a. in € ₂₀₁₅ | 69.731 | 53.264 | 61.613 | 52.199 | 52.199 | 51.160 | 51.160 |
| Differenz zu Diesel in € ₂₀₁₅ | | -16.467 | -8.118 | -17.531 | -17.531 | -18.571 | -18.571 |
| Differenz zu Diesel in % | | -24 % | -12 % | -25 % | -25 % | -27 % | -27 % |

EXKURS: Zusammensetzung der Energiekosten pro Kilometer

Die Energiekosten weisen bei allen betrachteten Antriebsvarianten den größten Anteil an den Kilometerkosten (durchschnittlich 46 %) auf und sind daher für die Wirtschaftlichkeit von besonderer Bedeutung. Wie bereits in Abschnitt 4.5 diskutiert, variieren die Energiepreise je nach Kraftstoff beträchtlich. Bezogen auf denselben Energiegehalt ist LNG beispielsweise nur etwa halb so teuer wie Dieselmotorkraftstoff, Strom hingegen im Betrachtungszeitraum um 44 % (2015) bzw. 14 % (2030) teurer (siehe auch Abbildung 4-4).

Abbildung 4-15: Zusammensetzung der Energiekosten pro km im Jahr 2025*



*Baseline-Annahmen

**O-HEV oder O-BEV mit ausgefahrenem Stromabnehmer

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Auf Grund der sehr unterschiedlichen Energieeffizienz der Antriebssysteme zeigt sich jedoch in Bezug auf die – aus Nutzerperspektive besonders relevanten – kilometerbezogenen Energiekosten ein deutlich anderes Bild. Wie Abbildung 4-15 veranschaulicht, hat der Diesel-Lkw die höchsten Kraftstoffkosten pro Kilometer, die elektrischen Fahrzeugvarianten sind dank der deutlich höheren Energieeffizienz jeweils rund 30 % günstiger. Das Verhältnis zwischen LNG- und Diesel-Lkw bleibt hingegen auch bezogen auf Kilometer vergleichbar. Der Grund ist die ähnliche Energieeffizienz des jeweiligen verbrennungsmotorischen Fahrzeugantriebs. Die LNG-Variante weist die geringsten Energiekosten aller Fahrzeugvarianten pro Kilometer auf. Dieser Kostenvorteil begründet sich mit einerseits optimistischen Annahmen zur Preisentwicklung von LNG sowie andererseits der geringsten Abgaben- und Steuerlast im Vergleich der Antriebsoptionen.

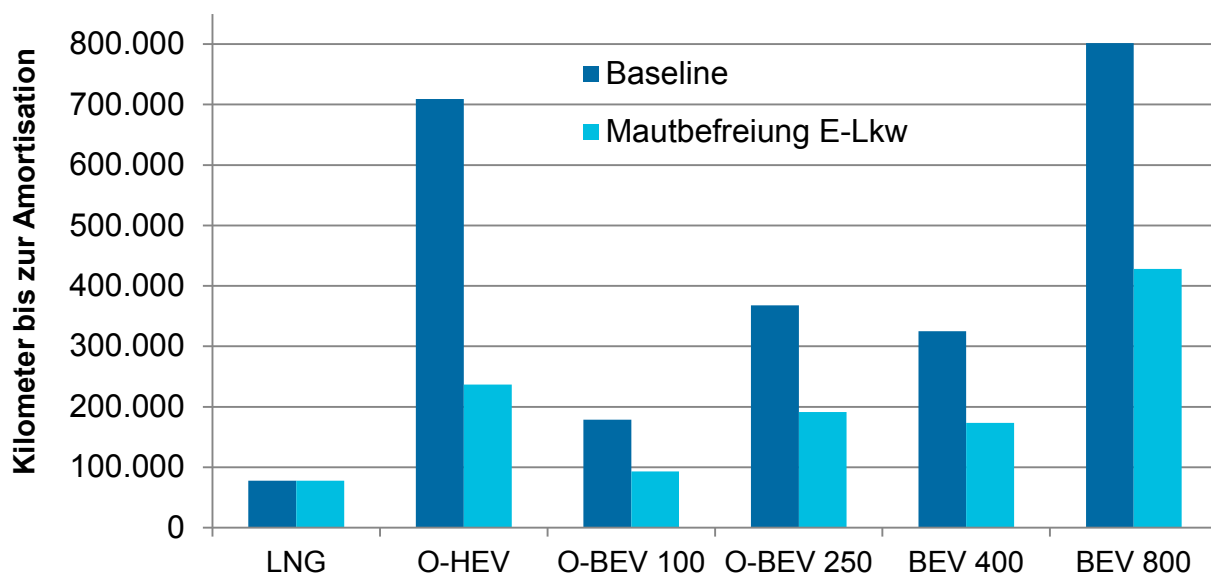
4.12. Amortisation der Mehrkosten alternativer Antriebe

Der Amortisationszeitpunkt einer Fahrzeugkonfiguration mit alternativem Antrieb gegenüber dem Standard-Dieselfahrzeug wird wie folgt bestimmt:

$$\text{Amortisation [km]} = \frac{\text{Mehrkosten [€}_{2015}]}{\text{Differenz der Kilometerkosten [€}_{2015}/\text{km]}}$$

Als Mehrkosten wird an dieser Stelle vereinfachend die Differenz der Fahrzeugpreise verwendet³⁹. Auf der Grundlage von im Jahr 2025 beschafften Fahrzeugen wird im Folgenden neben der Baseline auch der Fall einer kompletten Befreiung elektrischer Antriebe von der Lkw-Maut betrachtet, was bei diesen Fahrzeugen zu einem zusätzlichen Kilometerkostenvorteil in Höhe von 13,5 ct₂₀₁₅/km führt (siehe Abbildung 4-16 und Tabelle 4-7).

Abbildung 4-16: Erforderliche Kilometerleistung bis zur Amortisation der Mehrkosten von Neufahrzeugen im Jahr 2025 gegenüber Diesel-Lkw



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

³⁹ Dies stellt einen Unterschied zur Vorgehensweise in Abschnitt 4.4 dar, wo auch Finanzierungskosten und Restwerte bei den Kosten der Fahrzeuganschaffung berücksichtigt werden.

Tabelle 4-7: Amortisationszeit und jährliche Mindestfahrleistung von Neufahrzeugen im Jahr 2025 für Kostenparität mit Diesel-Lkw

| | | LNG | O-HEV | O-BEV 100 | O-BEV 250 | BEV 400 | BEV 800 |
|------------------------------------------------------------------------------------|---------------|--------|---------|--------------|--------------|------------|------------|
| Amortisationszeit in Jahren (bei 120.000 km/a) | Baseline | 0,65 | 5,9 | 1,5 | 3,1 | 2,7 | 6,7 |
| | Mautbefreiung | 0,65 | 2,0 | 0,77 | 1,6 | 1,4 | 3,6 |
| Jährliche Mindestfahrleistung für Kostenparität (5 Jahre Nutzungsdauer) | Baseline | 15.548 | 141.808 | 35.738 | 73.582 | 65.035 | 160.305 |
| | Mautbefreiung | 15.548 | 47.338 | 18.574 | 38.243 | 34.735 | 85.618 |

LNG-Lkw weisen mit ca. 78.000 km bzw. 8 Monaten die kürzesten Amortisationszeiten auf. Ebenfalls sehr geringe Amortisationszeiten wurden für O-BEV 100 ermittelt: 179.000 km (1,5 Jahre) im Baseline-Fall und 93.000 km (9 Monate) im Fall einer Mautbefreiung. Mittlere Amortisationszeiträume ergeben sich unter Baseline-Bedingungen für BEV 400 (2,7 Jahre bzw. 325.000 km) und für O-BEV 250, welche sich nach ca. 3 Jahren bzw. 368.000 km amortisieren. Diese Werte gehen auf etwa die Hälfte zurück, wenn die Fahrzeuge komplett von der Lkw-Maut befreit werden.

BEV 800 und O-HEV sind die einzigen der untersuchten Fahrzeugkonfigurationen, bei denen unter Baseline-Bedingungen eine Nutzungsdauer von 5 Jahren bzw. eine Laufleistung von 600.000 Kilometern nicht ausreicht, um die Mehrkosten im Vergleich zum Dieselfahrzeug durch die geringeren Kilometerkosten auszugleichen. Wenn die elektrischen Fahrzeuge jedoch von der Maut befreit sind, verringern sich die Amortisationsdauern erheblich auf 2 Jahre bzw. 237.000 km (O-HEV) sowie 3,6 Jahre bzw. 428.000 km (BEV 800).

Wenn O-HEV einen höheren elektrischen Fahrleistungsanteil als die in der Baseline angenommenen 50 % erzielen, dann verringern sich ihre Kilometerkosten und Amortisationsdauern: bei einem elektrischen Anteil von 80 % liegen die Kosten pro Kilometer (bei ansonsten unveränderten Rahmenbedingungen) mit knapp über 50 ct/km etwa 9 ct/km bzw. 16 % unter den Kilometerkosten des Dieselfahrzeugs. Falls O-HEV vollständig von der Lkw-Maut befreit werden, würde sich der Kilometerkostenvorteil mit dann 22,5 ct/km (-38 % ggü. Diesel) mehr als verdoppeln. Die Amortisationszeit beträgt in diesem Fall 1,8 Jahre bzw. 213.000 km. Wenn von allen Lkw-Antrieben der gleiche Mautsatz zu zahlen ist, amortisieren sich O-HEV bei einem elektrischen Fahrleistungsanteil von 80 % nach ca. 4,4 Jahren bzw. 531.000 Kilometern.

4.13. Detailbetrachtung von O-BEV und BEV im Vergleich

4.13.1. Hintergrund und Zielstellung

Hohe Tagesfahrleistungen im Straßengüterfernverkehr von durchschnittlich ca. 500 km in Kombination mit hohen Fahrwiderständen in Form von Rollwiderstand, Luftwiderstand und Beschleunigungswiderstand⁴⁰ führen zu einem sehr hohen Energiebedarf pro Tag, der deutlich über dem Energiebedarf kleinerer Nutzfahrzeugklassen und auch höher als bei Stadtbussen liegt. Dies erfordert einen sehr großen Batteriespeicher an Bord des Fahrzeugs, wenn der Fahrzeugbetrieb im Fernverkehr rein elektrisch erfolgen soll und keine dynamische Stromversorgung während der Fahrt (z. B. per Oberleitung) zur Verfügung steht.

⁴⁰ Trägheit auf Grund der hohen Fahrzeugmasse

Mit der heute verfügbaren Batterietechnologie, aber auch unter Berücksichtigung des bekannten Entwicklungspotenzials der kommenden 10 bis 15 Jahre, ist eine Traktionsbatterie in der erforderlichen Größe mit sehr hohen Kosten und einem sehr hohen Batteriegewicht verbunden, welches wiederum zu einem deutlichen Nutzlastverlust führt. Aus diesen Gründen wurden rein batterieelektrisch betriebene Lkw (BEV) bis vor kurzem nicht als realistische Option für den Fernverkehr angesehen.

Diese Sichtweise wird jedoch zunehmend in Frage gestellt, v.a. seit das Unternehmen Tesla Ende 2017 die Produktion eines schweren BEV-Lkw mit bis zu 800 Kilometern Reichweite angekündigt hat. Weitere Unternehmen haben in der Folge den Aufbau von batterieelektrischen Sattelzugmaschinen mit erheblicher elektrischer Reichweite angekündigt. Vor diesem Hintergrund stellen BEV eine weitere denkbare Technologieoption für den Straßengüterfernverkehr dar, die möglicherweise in Konkurrenz oder auch in Ergänzung zum O-Lkw stehen kann und eine nähere Untersuchung nahelegt.

Im Folgenden werden deshalb zwei denkbare BEV-Varianten – mit 400 km und 800 km elektrischer Reichweite – auf technischer Ebene analysiert und mit verschiedenen O-BEV-Konfigurationen mit unterschiedlicher batterieelektrischer Reichweite verglichen. Wichtige Ziele der folgenden Detailbetrachtung sind:

- die Analyse des BEV-Konzepts und dessen Tauglichkeit für den Einsatz im Fernverkehr,
- die Beschreibung und Diskussion plausibler Batterie- und Fahrzeugkonfigurationen mit und ohne Stromabnehmer unter Berücksichtigung der technologischen Entwicklungen im Batteriebereich,
- die Diskussion der Erfordernisse in Bezug auf die Batterieladung (Ladeinfrastruktur),
- die Betrachtung von Synergien zwischen den beiden Ausführungsformen des elektrischen Antriebs sowie von systemimmanenten Vorteilen einer externen dynamischen Stromversorgung.

4.13.2. Analyse des BEV-Konzepts und Diskussion wichtiger technischer Parameter

Im Rahmen der Präsentation des Tesla Semi Truck-Konzepts im November 2017 hat erstmals ein Hersteller technische Details für einen langstreckentauglichen batterieelektrischen Fern-Lkw (BEV) in der Öffentlichkeit kommuniziert. Der **Stromverbrauch** beträgt laut Tesla auch bei voller Beladung „weniger als 2 kWh pro Meile“, was umgerechnet einem Wert von unter 1,24 kWh/km entspricht (Tesla 2017). Hierbei ist allerdings unklar, auf welche äußeren Bedingungen (z. B. Temperatur, Topografie) und sonstigen Einflussfaktoren (wie z. B. Nebenverbraucher) sich die Tesla-Angaben beziehen und ob sie im Realbetrieb der Fahrzeuge über mehrere Jahre hinweg erreicht werden können.

Für die weiteren Betrachtungen werden deshalb im Folgenden nicht die Tesla-Angaben übernommen. Stattdessen wird davon ausgegangen, dass alle batterieelektrischen Lkw – ebenso wie alle O-Lkw im Batteriebetrieb – im Jahr 2025 den in Tabelle 2-8 aufgeführten Stromverbrauch von 1,36 kWh/km aufweisen (Battery-to-Wheel).

Batterieelektrische Lkw mit hoher elektrischer Reichweite (BEV 800)

Tesla (2017) hat für die Top-Variante des Semi Trucks eine **Reichweite** von 500 Meilen angekündigt, was einer Entfernung von ca. 805 Kilometern entspricht. Für die weitere Analyse wird davon ausgegangen, dass diese Reichweite durchaus erreicht werden kann, dass dafür allerdings günstige äußere Bedingungen und das Ausnutzen einer sehr hohen Entladetiefe (DOD, depth of discharge) nötig sind. Die angekündigte Reichweite wird somit im Sinne von „bis zu 800 Kilometern“ interpretiert.

Da Tesla bisher keine Angaben zur Batteriegröße des Semi Trucks gemacht hat, soll an dieser Stelle die **Batteriekapazität** abgeschätzt werden, die für die Realisierung von (bis zu) 800 Kilometern

Reichweite benötigt wird. Beim Zurücklegen dieser Distanz verbraucht ein BEV 800 gemäß der o.g. Annahmen eine Strommenge von $1,36 \text{ kWh/km} \cdot 800 \text{ km} = 1.088 \text{ kWh}$. Wenn nun eine sehr hohe Entladetiefe von ca. 90 % angenommen wird, ergibt sich eine (Mindest-) Batteriegröße von 1.200 kWh (nominale Batteriekapazität).

Bei einer Traktionsbatterie dieser Größe ist perspektivisch von einem **Batteriegewicht** von 5 - 6 Tonnen auszugehen. Dieser Abschätzung liegt die Prognose zugrunde, dass die Energiedichte der vorherrschenden NMC⁴¹-Batterietechnologie bis zum Jahr 2025 auf Batteriesystem-Ebene auf 200 bis 240 Wh/kg (bzw. kWh/t) ansteigt. Mit der angegebenen Bandbreite soll zum einen den Unterschieden zwischen verschiedenen Batterietechnologien und -herstellern Rechnung getragen werden. Zum anderen kann die Bandbreite als zeitliche Entwicklung gedeutet werden, wobei der untere Wert tendenziell vor und der obere Wert tendenziell nach dem Jahr 2025 erreicht werden dürfte.

Hintergrund-Informationen zur aktuellen technologischen Entwicklung: Der BMW-Konzern erwartet, ab dem Jahr 2021 eine neue NMC-Zelltechnologie einsetzen zu können, die eine Energiedichte von knapp über 200 Wh/kg auf Batteriesystemebene ermöglicht (Elektroauto-News.net 2017). Aus der gleichen Meldung geht hervor, dass Tesla bereits heute (im Jahr 2018) mit der von Panasonic eingesetzten NCA⁴²-Technologie Energiedichten um 200 Wh/kg auf Systemebene realisieren kann.

Es wird daher vermutet, dass das Batteriegewicht des Tesla Semi Trucks bereits im Jahr 2020 fünf Tonnen nicht überschreitet. Dies wäre möglich,

- indem die Batteriekapazität des Tesla Semi Trucks auf 1.000 kWh begrenzt wird (und damit die Reichweite von 800 km unter Normalbedingungen ggf. nicht erreicht wird) oder
- indem die Energiedichte der Batterien von Tesla/Panasonic bereits bis zum Jahr 2020 auf 240 Wh/kg gesteigert werden kann.

Eine weitere Besonderheit der Tesla-Batterietechnik sind die kleinformatischen Batteriezellen – im neuen Model 3 werden zylindrische 2170er Rundzellen (mit 21 Millimetern Durchmesser und 70 Millimetern Länge) eingesetzt. Da jedoch kein anderer Hersteller auf kleinformatische Zellen⁴³ oder die NCA-Batterietechnologie setzt – von der auch ein erhöhtes Brand- und damit Sicherheitsrisiko ausgeht – sollen die Tesla-Spezifikationen im Folgenden nicht als allgemeine Grundannahme für alle Hersteller und alle BEV herangezogen werden.

Die **Lebensfahrleistung** des Tesla Semi wird von dem Unternehmen mit mindestens 1,6 Mio. Kilometern (mind. 1 Mio. Meilen) angegeben. Bei einer mittleren Reichweite pro Vollzyklus⁴⁴ von ca. 880 Kilometern ($1200 \text{ kWh}/1,36 \text{ kWh/km}$) entspricht dies rechnerisch 1829 Vollzyklen, was einen optimistischen Wert darstellt. Zwar beträgt die Mindestanforderung an die Batterielebensdauer heute 1000 bis 2000 Vollzyklen, „künftig wären aber auch 1000 Zyklen für BEV ausreichend“ (Thielmann et al. 2017, S.14).

⁴¹ Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid mit der chemischen Formel LiNiMnCoO_2

⁴² Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid mit der chemischen Formel LiNiCoAlO_2

⁴³ Stattdessen setzen die anderen Hersteller auf großformatige Zellen (prismatische Zellen oder Pouch-Zellen) der NMC-Technologie. Gemäß Thielmann et al. 2017 und Thielmann et al. 2015 weist dieser technologische Ansatz noch ein höheres Entwicklungspotenzial auf, so dass die Energiedichte-Nachteile gegenüber der NCA-Technologie in den 2020er Jahren immer weiter abnehmen dürften und langfristig eine ähnliche Energiedichte erreicht wird.

⁴⁴ Ein Vollzyklus bedeutet, dass eine Energiemenge aus der Batterie entnommen und anschließend wieder eingespeichert wird, die der gesamten (nominalen) Batteriekapazität entspricht. Im Fall eines BEV mit 1200 kWh Batterie würde beispielsweise das zweimalige Entnehmen und Nachladen von 600 kWh (für zweimal 440 km Fahrstrecke) einem Vollzyklus entsprechen.

Hintergrund dieser Aussage ist, dass bei der Entwicklung von optimierten Hochenergie-Batterien (Optimierung in Bezug auf die Energiedichte) tendenziell Einbußen bei der Zyklenfestigkeit in Kauf genommen werden müssen. Im Pkw-Bereich können stagnierende oder leicht sinkende Vollzyklenzahlen leicht verkraftet werden, da sie durch die Erhöhung der Batteriekapazität im Fahrzeug (im Zuge der Energiedichten-Optimierung) mehr als ausgeglichen werden.

Im Folgenden wird unterstellt, dass bei Lkw und Pkw künftig die gleichen Batteriezellen zum Einsatz kommen, da dies den Fahrzeugherstellern große Synergieeffekte ermöglicht. Gleichzeitig profitieren batterieelektrische Lkw in diesem Fall maximal von der rasanten technologischen Entwicklung im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass das Batteriesystem von BEV 800-Fahrzeugen so ausgelegt werden kann, dass es die übliche Lebensfahrleistung von Sattelzugmaschinen erfüllt. Bei einer Batteriegröße von 1.200 kWh und den angenommenen 880 km/Vollzyklus sind ca. 1.135 Vollzyklen erforderlich, um die heute allgemein erwartete Laufleistung von 1 Mio. Fahrzeug-Kilometern (vgl. Abschnitt 2.3) zu erreichen. Falls das Batteriesystem 1.360 Vollzyklen leisten kann, wäre ein BEV 800 in der Lage, insgesamt 1,2 Mio. Kilometer zurückzulegen.

Batterieelektrischer Lkw mit kleinerer elektrischer Reichweite (BEV 400)

Tesla hat als zweite Variante des Semi Trucks einen BEV-Lkw mit 300 Meilen bzw. 480 km Reichweite angekündigt. Aber auch das Unternehmen Daimler hat im Sommer 2018 angekündigt, mit dem „Freightliner eCascadia“ künftig eine batterieelektrische Sattelzugmaschine für den Fernverkehrseinsatz anzubieten. Der eCascadia hat eine Batteriekapazität von 550 kWh und soll eine Reichweite von „bis zu 400 km“ ermöglichen (Pallenberg 2018); allerdings ist unklar, auf welche Beladung und welche äußeren Bedingungen wie Temperatur und Topografie sich diese Werte beziehen. Die Serienproduktion des Freightliner eCascadia soll im Jahr 2021 starten (Hohensee 2018).

In Anlehnung an diese Ankündigungen wird im Folgenden eine zweite BEV-Konfiguration mit 400 Kilometern Reichweite näher untersucht. Ein solches BEV 400 Fahrzeug erscheint auch noch aus einem weiteren Grund als sehr plausible „BEV-Einstiegs-Konfiguration“: eine Reichweite von 400 Kilometern deckt gerade die Strecke ab, die von einem Fahrer am Stück zurückgelegt werden kann, bevor er nach spätestens 4,5 Stunden die gesetzlich vorgeschriebene Ruhepause einlegen muss.

Bei einem BEV 400 halbiert sich im Vergleich zum BEV 800 die Batteriekapazität und somit auch das Batteriegewicht. Außerdem halbiert sich die Kilometerleistung pro Vollzyklus auf ca. 440 Kilometer. Unter Berücksichtigung der oben diskutierten 1.135 bis 1.360 Vollzyklen dürfte das Batteriesystem somit nach 500.000 bis 600.000 Fahrzeug-Kilometern das Ende der technischen Lebensdauer erreicht haben. Dies entspricht etwa 4 bis 5 Betriebsjahren bzw. der Hälfte der Fahrzeug-Lebensdauer. Es ist also notwendig, das Batteriesystem einmal im Laufe des Fahrzeuglebens durch ein neues Batteriesystem zu ersetzen.

Tabelle 4-8: Annahmen bezüglich der BEV-Batterien im Jahr 2025

| Parameter | BEV 800 | BEV 400 |
|-------------------|--------------|------------------------------------------------|
| Reichweite | 800 km | 400 km |
| Batteriekapazität | 1200 kWh | 600 kWh |
| Batteriegewicht* | 5 - 6 Tonnen | 2,5 - 3 Tonnen |
| Batterieaustausch | nicht nötig | nach 4 - 5 Jahren Fahrzeugnutzung erforderlich |

* bei einer Energiedichte von 240 Wh/kg bzw. 200 Wh/kg (auf Batteriesystem-Ebene)

Zusammenfassung: Gegenüberstellung von BEV 800 und BEV 400

Beide BEV-Varianten benötigen über den gesamten Fahrzeug-Lebenszyklus somit die gleiche Gesamt-Batteriekapazität von 1.200 kWh. Ein wesentlicher Vorteil des BEV 400 ist die größere Nutzlast auf Grund des um 2,5 - 3 Tonnen geringeren Batteriegewichts. Ein weiterer Vorteil ist, dass der BEV 400 von der technologischen Weiterentwicklung im Batteriebereich auch nach der Fahrzeuganschaffung noch profitiert: beim Austausch der Batterie dürfte bereits die Batterietechnologie der nächsten oder übernächsten Generation verfügbar sein, welche sich durch gesunkene Kosten und ein geringeres Batteriegewicht auszeichnet. In der Summe sind die Batteriekosten also niedriger als beim BEV 800 und fallen zum Teil zu einem späteren Zeitpunkt an.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht bestehen weitere wichtige Vorteile für den Fahrzeugkäufer (bzw. Ersthalter). Der Fahrzeugpreis eines BEV 400 ist deutlich niedriger als der Preis eines BEV 800 (vgl. Abschnitt 4.4.2). Außerdem ist der Batterietausch vermutlich erst beim (oder nach dem) Weiterverkauf des Fahrzeugs durch den Erstnutzer erforderlich. In diesem Fall spielen die Kosten der Austauschbatterie für den Fahrzeugkäufer keine Rolle bei der Kalkulation. Des Weiteren ist auch das Restwertrisiko erheblich reduziert, weil für die Batterien des BEV 400 (in Gegensatz zum Batteriesystem des BEV 800) zum Zeitpunkt des Fahrzeug-Weiterverkaufs kein Restwert mehr anzusetzen ist.

Der große Vorteil des BEV 800-Fahrzeugkonzepts ist die deutlich höhere Einsatzflexibilität: Die Reichweite von 800 Kilometern ist im Regelfall – wenn das Fahrzeug pro Einsatztag von nur einem Fahrer gefahren wird – ausreichend, um die Tagesfahrleistung zu erbringen. Eine Batterienachladung per Megacharger ist in diesem Fall nicht nötig. Stattdessen kann die Batterie über Nacht an Standard-Schnellladesäulen aufgeladen werden: Bei einer (Mindest-) Standzeit von 8 Stunden wäre eine Ladeleistung von 150 kW ausreichend. Im Gegensatz hierzu benötigen BEV 400-Fahrzeuge für Strecken von über 400 Kilometern Länge zwingend einen Megacharger, der am Ort der Fahrerpause zum Nachladen der Batterie zur Verfügung steht.

An dieser Stelle muss hinzugefügt werden, dass das Laden mit extrem hohen Ladeleistungen eine starke Beanspruchung der Batterie darstellt. Ein wichtiges Maß für diese Beanspruchung ist das Verhältnis von Lade-/Entladeleistung und Batteriekapazität, die sogenannte C-Rate⁴⁵:

$$C - Rate [h^{-1}] = \frac{\text{Ladeleistung [kW]}}{\text{Batteriekapazität [kWh]}}$$

Besonders die BEV 400-Variante ist auf Grund der kleineren Batteriekapazität hohen C-Raten ausgesetzt. Unter der Voraussetzung, dass innerhalb von 30 Min. ausreichend Energie für 400 km Fahrstrecke aufgenommen werden muss, ergibt sich eine Energiemenge von 1,36 kWh/km * 400 km = 544 kWh und eine durchschnittliche Ladeleistung⁴⁶ von mind. 1.100 kW. Bei einer Batteriegröße von 600 kWh entspricht dies einer (durchschnittlichen) C-Rate von über 1,8 C. Für einen Standard-Ladevorgang, der im Normalbetrieb täglich stattfindet, stellt dies einen hohen Wert dar und wirkt sich aller Wahrscheinlichkeit nach negativ auf die Batterielebensdauer (erreichbare Vollzyklenzahl) aus.

⁴⁵ Bei einer C-Rate von 1 C wird die Batterie innerhalb von 1 Stunde komplett ge- oder entladen. Eine C-Rate von 2 C bedeutet, dass die Batterie innerhalb einer halben Stunde ge-/entladen wird.

⁴⁶ Die Brutto-Ladeleistung (inkl. der Ladeverluste im Ladekabel) liegt höher, für die Beanspruchung der Batterie ist jedoch Netto-Ladeleistung ausschlaggebend, die sich aus der eingespeicherten Energiemenge (zzgl. Wirkungsgradverlusten in der Batterie) berechnet.

4.13.3. **EXKURS: Ultra-Schnellladeinfrastruktur („Megacharger“)**

Wie im vorigen Abschnitt angedeutet wurde, hängen das Einsatzspektrum und die Einsatztauglichkeit von batterieelektrischen Lkw stark von der zur Verfügung stehenden Ultra-Schnellladeinfrastruktur ab. Dies gilt insbesondere für die BEV 400-Konfiguration; aber auch BEV 800 benötigen Megacharger, wenn beispielsweise das Fahrzeug von 2 Fahrern im Schichtbetrieb genutzt wird. Außerdem ist zu erwarten, dass sich mittelfristig das autonome Fahren im Straßengüterverkehr durchsetzt und die Fahrzeuge dann größere Tagesfahrleistungen erbringen, mit entsprechend kürzeren Standzeiten.

Daimler hat kommuniziert, dass das 550 kWh-Batteriepaket des Freightliner eCascadia innerhalb von 90 Minuten auf rund 80 % der Batteriekapazität aufgeladen werden kann, um weitere 320 km zurücklegen zu können (Pallenberg 2018). Ein einfacher Überschlag zeigt, dass ca. 300 kW Ladeleistung nötig sind, um 440 kWh innerhalb von 1,5 Stunden nachzuladen. Unter Berücksichtigung von Ladeverlusten könnte eine etwas höhere Ladeleistung erforderlich sein. In jedem Fall sind 350 kW Ladeleistung ausreichend, womit Daimlers Freightliner eCascadia anschlussfähig an die heutige Ladeinfrastruktur ist: Anfang des Jahres 2018 wurden beispielsweise von Fastned und ABB Schnellladegeräte mit bis zu 350 kW Ladeleistung in den Niederlanden in Betrieb genommen (Fastned 2018).

Tesla hat implizit sehr viel höhere Ladeleistungen als Daimler angekündigt: Der Tesla Semi Truck soll in der Lage sein, innerhalb von 30 Minuten Energie für bis zu 640 Kilometer nachzuladen. Mit dem von Tesla genannten Stromverbrauch von 1,24 kWh/km ergibt sich eine Strommenge von

$$1,24 \text{ kWh/km} * 640 \text{ km} \approx 2 \text{ kWh/Meile} * 400 \text{ Meilen} = 800 \text{ kWh}$$

die pro Ladevorgang nachgeladen werden müsste. Dafür ist rein rechnerisch eine Ladeleistung von 1,6 MW notwendig. In der Praxis dürfte die erforderliche Ladeleistung der Megacharger auf Grund von Ladeverlusten noch höher ausfallen. Eine Ladeleistung in dieser Größenordnung übersteigt selbst die leistungsfähigste Schnellladetechnik, die heute für Elektromobilitätsanwendungen entwickelt wird, um das Drei- bis Vierfache: Im Forschungsprojekt „FastCharge“, das u.a. die technischen und physikalischen Grenzen aller beim Laden betroffenen Komponenten und Systeme erforscht, werden Ladeleistungen von bis zu 450 kW untersucht (ecomento UG 2017).

Dennoch ist es technisch möglich, Leistungen in der von Tesla anvisierten Größenordnung auf die Fahrzeuge zu übertragen. Bei Schienenfahrzeugen ist dies beispielsweise Stand der Technik, erfordert aber eine Ladetechnik, die sich deutlich von den Ladesystemen unterscheidet, die heute für Elektromobilitätsanwendungen entwickelt werden.

4.13.4. **Plausible Fahrzeug-Konfigurationen von O-BEV**

Bei Oberleitungsfahrzeugen sind Fahrtenlänge und Batteriegröße voneinander entkoppelt, weil die Energie für die Fahrzeugtraktion während der Fahrt dynamisch von der Oberleitung auf das Fahrzeug übertragen wird. Die Reichweite von O-BEV ist deshalb prinzipiell unbegrenzt und allein vom Ausbauzustand der Oberleitungsinfrastruktur abhängig.

Die Batteriekapazität von O-BEV ist grundsätzlich modular und wird so gewählt, dass sie die batterieelektrische Reichweite zur Verfügung stellt, die im konkreten Anwendungsfall benötigt wird. Von der batterieelektrischen Reichweite hängt ab, wie weit sich ein Oberleitungsfahrzeug von der Oberleitungsinfrastruktur entfernen kann. Eine größere Batterie erhöht die Flexibilität des Fahrzeugs erheblich, ist aber mit entsprechend höheren Kosten und einem höheren Fahrzeuggewicht verbunden. O-BEV können somit sehr genau auf die konkreten Anforderungen der Fahrzeugnutzer zugeschnitten werden.

Für viele Anwendungen erscheinen batterieelektrische Reichweiten zwischen 100 km und 250 km geeignet. Deshalb sollen im Folgenden die beiden Fahrzeugkonfigurationen O-BEV 100 und O-BEV 250 genauer analysiert werden; für dazwischen liegende Fahrzeuge (Reichweiten) können mittels linearer Interpolation weitere Aussagen generiert werden. In diesem Abschnitt liegt der Fokus auf technischen Parametern sowie Aspekten des Fahrzeugeinsatzes. Die Fahrzeugkosten, inklusive der Batteriekosten, wurden bereits in den vorangegangenen Abschnitten ausführlich diskutiert.

Tabelle 4-9: Annahmen wichtiger technischer Parameter im Jahr 2025

| Parameter | O-BEV 100 | O-BEV 250 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Batteriekapazität | 175 kWh | 400 kWh |
| Batteriegewicht* | 730 kg - 875 kg | 1,67 - 2 Tonnen |
| Anzahl Vollzyklen | 1.250 | 1.250 |
| Kilometer pro Vollzyklus | 129 km | 294 km |
| Fahrleistung, die mit einer Batterie rein batterieelektrisch zurückgelegt werden kann** | 160.846 km | 367.647 km |

* bei einer Energiedichte von 240 Wh/kg bzw. 200 Wh/kg (auf Batteriesystem-Ebene)

** hinzu kommen die Kilometer, die an der Oberleitung zurückgelegt werden (mit angebügeltem Pantographen); anschließend ist ein Batterietausch erforderlich

Es wird davon ausgegangen, dass O-BEV im Batteriebetrieb den gleichen Battery-to-Wheel Stromverbrauch wie BEV aufweisen: 1,36 kWh/km im Jahr 2025. Es sind etwa 175 bzw. 400 kWh Batteriekapazität erforderlich, um bei einer maximalen Entladetiefe⁴⁷ von ca. 80 % die o.g. Reichweiten zu erzielen. Das im Jahr 2025 zu erwartende Batteriegewicht wird für O-BEV 100 auf etwa 800 kg und für O-BEV 250 auf etwa 1,8 Tonnen abgeschätzt – letzteres liegt ca. 1 Tonne unter dem Batteriegewicht von BEV 400 (vgl. Tabelle 4-8).

Analog zu den BEV wird angenommen, dass ein Batterieaustausch erfolgen muss, nachdem 1.250 Vollzyklen erreicht wurden. Bei O-BEV 100 ist ein Vollzyklus nach ca. 129 batterieelektrischen Kilometern erreicht, bei O-BEV 250 nach ca. 294 Kilometern im Batteriemodus. Damit ergibt sich eine Fahrleistung von ca. 161.000 km bzw. 368.000 km, die rein batterieelektrisch zurückgelegt werden kann, bis die Batterie ersetzt werden muss.

Die zum Zeitpunkt des Batteriewechsels insgesamt zurückgelegte Fahrstrecke liegt jedoch wesentlich höher, da ein relevanter Teil der Gesamtfahrleistung im direkten Oberleitungsbetrieb⁴⁸ erbracht wird. Der Zusammenhang zwischen dem O-elektrischen Fahrleistungsanteil und der Gesamtfahrleistung bis zum Batterietausch ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

⁴⁷ Bei der Bestimmung der erforderlichen Batteriekapazität wurde dem O-BEV 250 bewusst eine etwas größere maximale Entladetiefe zugestanden, weil davon auszugehen ist, dass Fahrzeuge mit größerer Traktionsbatterie im Durchschnitt kleineren Batteriehüben (in % der Batteriekapazität) ausgesetzt sind als solche mit kleinerer Batterie.

⁴⁸ Der Elektromotor wird über den Stromabnehmer direkt mit Strom aus der Oberleitung gespeist, ohne Beteiligung der Batterie.

Tabelle 4-10: Zusammenhang zwischen dem Fahranteil an der Oberleitung und der Batteriebeanspruchung

| Anteil Fahrleistung auf elektrifizierter Strecke | | 80 % | | 56 % | |
|--------------------------------------------------|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Elektrifizierungsgrad O-Infrastruktur | | 90 % | 50 % | 90 % | 50 % |
| Fahranteil | O-elektrisch | 72 % | 40 % | 50 % | 28 % |
| | batterieelektrisch | 28 % | 60 % | 50 % | 72 % |
| Batterieelektrische Kilometer | | 160.846 | | 160.846 | |
| O-BEV 100 | Gesamt-km mit 1 Batterie | 574.000 | 268.000 | 322.000 | 223.000 |
| | Anzahl Batterien* | 2 | 4 | 3 - 4 | 5 |
| Batterieelektrische Kilometer | | 367.647 | | 367.647 | |
| O-BEV 250 | Fahrzeug-km mit 1 Batterie | 1.313.000 | 613.000 | 735.000 | 511.000 |
| | Anzahl Batterien* | 1 | 2 | 2 | 2 |

* für eine Lebensfahrleistung von 1 Mio. km

Der O-elektrische Fahranteil ist das Produkt aus

- dem Anteil der Fahrleistung, den das Oberleitungsfahrzeug auf elektrifizierten Straßen unterwegs ist und
- dem durchschnittlichen Elektrifizierungsgrad⁴⁹ der befahrenen Straßen

und hängt somit sowohl vom konkreten Fahrzeugeinsatz (Nutzerverhalten) als auch von der Ausgestaltung der Oberleitungsinfrastruktur ab.

Der O-elektrische Fahranteil hat einen großen Einfluss auf den Zeitpunkt und die Häufigkeit des Batteriewechsels: bei **O-BEV 100** sind – unter den getroffenen Annahmen – zwischen 2 und 5 Traktionsbatterien à 175 kWh nötig, um eine Gesamtfahrleistung von etwas über 1,1 Mio. Kilometern zu realisieren. Dies entspricht einer Gesamt-Batteriekapazität (über den gesamten Lebenszyklus hinweg) von 350 - 875 kWh und somit deutlich weniger als bei BEV. Wenn der O-elektrische Fahranteil etwas über 50 % und der batterieelektrische Anteil etwas unter 50 % liegt, wären 3 Batterien für eine Lebensfahrleistung von 1 Mio. Kilometern ausreichend.

Bei **O-BEV 250** ist in den meisten Fällen ein Batteriewechsel (wie bei BEV 400) erforderlich. Wenn das Fahrzeug hauptsächlich auf elektrifizierten Straßen eingesetzt wird, kann die Lebensfahrleistung ggf. ohne Batterieaustausch bewältigt werden: Bei 80 % Fahranteil auf elektrifizierten Straßen wäre ein durchschnittlicher Elektrifizierungsgrad der Strecken von 80 % ausreichend, um mehr als 1 Mio. Fahrzeug-Kilometer mit einer 400 kWh Batterie zurückzulegen.

Weitere mögliche O-BEV-Konfigurationen

Im Folgenden wird kurz auf die Besonderheiten (die spezifischen Vor- und Nachteile) von O-BEV mit besonders kleiner und besonders großer elektrischer Reichweite eingegangen.

⁴⁹ Anteil der mit Oberleitungen überspannten Kilometer an der Gesamtlänge (inkl. Elektrifizierungslücken) der elektrifizierten Straße.

Insbesondere O-BEV mit weniger als 100 km Reichweite können für bestimmte Anwendungsfälle interessant sein, die über ein klar definiertes Einsatzprofil verfügen und geringe Anforderungen an die Flexibilität der Fahrzeuge stellen, beispielsweise Pendelverkehre. Durch die vergleichsweise geringe Batteriekapazität eines solchen Fahrzeugkonzepts werden die Batterien stärker beansprucht. Es kann daher sinnvoll sein, spezielle Batteriesysteme einzusetzen, die auf Leistungsparameter⁵⁰ und eine hohe Zyklenfestigkeit (Vollzyklenzahl) optimiert⁵¹ sind und im Gegenzug eine geringere Energiedichte besitzen. O-BEV mit kleinen Batterien profitieren in besonderer Weise von einem hohen Elektrifizierungsgrad der Oberleitungsinfrastruktur.

Die andere Seite des Spektrums bilden O-BEV mit sehr großen Batterien (über 400 kWh); solche Fahrzeuge bieten die größte Einsatzflexibilität (bzw. Unabhängigkeit von der Oberleitungsinfrastruktur). Andererseits verlieren sie in zunehmendem Maß an Gewichts- und Kostenvorteilen gegenüber BEV je weiter die Batteriekapazität und damit die batterieelektrische Reichweite gesteigert wird. Ein O-BEV 400 beispielsweise hat auf Grund des Stromabnehmers ein etwas höheres Fahrzeuggewicht als ein BEV 400. Andererseits kann eine solche Fahrzeugkonfiguration – neben der größeren Reichweite und Einsatzflexibilität – durchaus auch Kostenvorteile gegenüber BEV 400 aufweisen: Wenn ein O-BEV 400 ca. 50 % der Fahrleistung an der Oberleitung erbringt, ist auf Grund der halbierten Vollzyklenzahl kein Batteriewechsel innerhalb der Fahrzeuglebensdauer erforderlich⁵². Außerdem wird nicht zwingend eine Ladeinfrastruktur jenseits des Oberleitungssystems benötigt.

Ladeinfrastruktur

Das Oberleitungssystem selbst kann als Ladeinfrastruktur betrachtet werden, die sich über viele Kilometer entlang wichtiger Verkehrskorridore erstreckt und öffentlich zugänglich ist. Aus diesem Grund kann – je nach O-BEV-Konfiguration (Batteriegröße) – auf zusätzliche Investitionen in Ladeinfrastruktur ggf. verzichtet werden.

Insbesondere O-BEV-Varianten mit kleinerer Batterie profitieren jedoch stark von zusätzlicher Ladeinfrastruktur: Wenn am Zielort Schnellladesäulen zur Verfügung stehen, dann verdoppelt sich die Entfernung, die sich ein O-BEV von der Oberleitung entfernen kann; Aktionsradius und Einsatzflexibilität des Fahrzeugs erhöhen sich deutlich. Im Bereich der Schnellladeinfrastruktur bestehen somit Synergien zwischen Elektro-Lkw mit und ohne Oberleitung.

4.13.5. **Fazit und Einordnung**

Angesichts der Fortschritte bei der Batterieentwicklung sind prinzipiell auch batterieelektrische Lkw für den Einsatz im Straßengüterfernverkehr denkbar. Die Hauptherausforderungen stellen die Integration der erforderlichen großen Traktionsbatterie in das Fahrzeug und der damit verbundene Nutzlastverlust sowie der Aufbau der notwendigen Hochleistungsladeinfrastruktur dar.

Der grundsätzlichen Realisierbarkeit batterieelektrischer Fern-Lkw stehen Vorteile des O-Lkw-Systems gegenüber. So reduzieren sich bei O-BEV durch die kleinere Batterie, die die Flexibilität jenseits der Oberleitungsinfrastruktur sicherstellt, der Nutzlastverlust und die Ressourceninanspruchnahme von Batteriematerialien. Zudem sind die Zusatzkosten für den Pantographen deutlich geringer als die Kos-

⁵⁰ möglichst hohe Leistungsdichte und C-Rate

⁵¹ Neben Änderungen am Batteriesystem selbst kann dabei auch der Einsatz von Batteriezellen mit einer anderen Batteriechemie, wie z. B. LMFP (Lithium-Mangan-Eisenphosphat), eine optimale Lösung darstellen.

⁵² Gegebenenfalls ist dafür auch weniger als 50 % O-elektrischer Fahrleistungsanteil ausreichend, da die Batterie nur wenig beansprucht wird: die Batterieladung an der Oberleitung erfolgt mit einer vergleichsweise geringen Ladeleistung (C-Rate) und der durchschnittliche Batteriehub (bzw. Entladetiefe) ist deutlich geringer als bei einem BEV 400.

ten für die zusätzliche Batteriekapazität, um eine elektrische Reichweite von 400 km und mehr zu ermöglichen. Der Nachteil kleinerer Traktionsbatterien, auf Grund der begrenzten Vollzyklenzahl früher das Ende der technischen Lebensdauer zu erreichen, kann durch das Fahren unter Fahrdraht ausgeglichen werden: Je höher der Anteil der Fahrleistung ist, der an der Oberleitung erbracht wird, desto später und seltener ist ein Austausch der Batterie erforderlich.

Während die Einsatzflexibilität und Reichweite beim BEV stark von der Batteriegröße abhängt, können O-BEV auch mit einer deutlich kleineren Batterie bei einem gut ausgebauten Oberleitungsnetz eine hohe elektrische Reichweite und Einsatzflexibilität erzielen. Mit Blick auf die Netzintegration ist zu erwarten, dass ein stationäres Hochleistungsladenetz im Vergleich zur Oberleitungsinfrastruktur mit deutlich stärkeren lokalen Netzbelastungen und damit voraussichtlich auch höheren Kosten in Bezug auf die Netzintegration verbunden ist.

Trotz dieser Unterschiede weisen beide Antriebskonzepte große Ähnlichkeiten und damit auch Synergien für die weitere Entwicklung auf. So verfügen beide Technologien über viele identische Komponenten. Eine Intensivierung von Forschung und Entwicklung im Bereich der elektrischen Antriebe bei schweren Nutzfahrzeugen kann sich somit auf den Technologiefortschritt und die Kosten beider Konzepte positiv auswirken. Auch in Bezug auf die Energieversorgungsinfrastruktur zeichnen sich Synergien ab. So kann ein mögliches stationäres Schnellladenetz auch für O-BEV jenseits der elektrifizierten Strecken eine sinnvolle Ergänzung sein. Die Oberleitungsinfrastruktur bietet neben der elektrischen Traktion die Möglichkeit der dynamischen Batterieladung. Insbesondere mit Blick auf das autonome Fahren und den perspektivischen Wegfall von Ruhepausen kann sich dadurch die Attraktivität des Systems auch für Fahrzeuge mit hoher batterieelektrischer Reichweite erhöhen, in dem die Batterieladung während der Fahrt unter Fahrdraht erfolgt. Vor diesem Hintergrund erscheint es nicht unwahrscheinlich, dass sich die Grenzen zwischen den beiden Antriebskonzepten in Zukunft zunehmend auflösen und sich unterschiedlichste Technologieausprägungen in der gesamten Bandbreite je nach Nutzungskontext etablieren.

4.14. Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse

Eine Voraussetzung für die Konkurrenzfähigkeit von alternativen Antriebstechnologien im Straßengüterverkehr ist, dass diese perspektivisch gegenüber der etablierten Diesel-Technologie wirtschaftlich betrieben werden können. Die Ergebnisse der Nutzerkostenanalysen (TCO) lassen sich mit Blick auf alternative Antriebe, insbesondere O-Lkw, für den Betrachtungszeitraum bis 2030 wie folgt zusammenfassen:

- Bei elektrischen Antrieben verschiebt sich die Kostenstruktur im Vergleich zum Dieselantrieb. Die Dominanz der Energiekosten nimmt ab, dafür fallen Mehrkosten bei der Fahrzeuganschaffung an.
- Bereits im Jahr 2025 erreichen O-Lkw unter den getroffenen Baseline-Rahmenbedingungen – je nach Konfiguration – bereits Kostenparität bzw. sogar leichte Kostenvorteile gegenüber dem Dieselvergleichsfahrzeug. Die Ursache sind deutlich geringere Kilometerkosten der elektrischen Antriebsvarianten. Der Trend verstärkt sich bis 2030 aufgrund zusätzlich sinkender Technologiekosten.
- Auch batterieelektrische Lkw mit bis zu 800 km Reichweite können in diesem Zeitraum die Wirtschaftlichkeitsschwelle bereits erreichen. Nutzlastverluste durch die schwerere Batterie und eine eingeschränkte Einsatzflexibilität sowie außerordentliche hohe Anforderungen an die Schnellladeinfrastruktur, wurden jedoch nicht berücksichtigt, könnten aber Restriktionen für den (wirtschaftlichen) Einsatz darstellen.

- Brennstoffzellenfahrzeuge können im Betrachtungszeitraum die Wirtschaftlichkeitsschwelle nicht erreichen. LNG-Fahrzeuge erreichen diese zwar bereits heute, weisen aber insbesondere längerfristig ein vergleichsweise geringes Treibhausgaseminderungspotenzial auf.
- Im Jahr 2025 beschaffte O-Lkw erreichen in der vorteilhaftesten Fahrzeugkonfiguration die Wirtschaftlichkeitsschwelle bereits nach 1,5 Jahren. LNG-Fahrzeuge haben mit etwa 8 Monaten die kürzeste Amortisationsdauer. Eine denkbare Mautbefreiung für elektrische Lkw würde die Amortisationsdauer in etwa halbieren. Auch wirkt sich ein möglichst hoher elektrischer Fahranteil positiv auf die Amortisationsdauer aus.
- Die Wirtschaftlichkeit von alternativen Antrieben bei Fern-Lkw zeigt die größte Sensitivität bezüglich der kilometerabhängigen Kosten, insbesondere der Energiepreise (Diesel, Strom, Wasserstoff) sowie der Mauthöhe. Die Relevanz der Batteriepreisentwicklung steigt mit zunehmender Batteriegröße, ist bei den betrachteten O-Lkw-Konfigurationen jedoch von untergeordneter Bedeutung. Auch die Variation des Fahrzeugrestwerts hat einen vergleichsweise geringen Einfluss auf das Ergebnis.

Die Analyse der Nutzerkosten liefert eine wichtige Grundlage für die Bewertung der diskutierten Antriebsalternativen im Straßengüterfernverkehr. Direkte Schlussfolgerungen hinsichtlich der Marktperspektiven der betrachteten Antriebskonzepte lassen sich aus diesem Analyseschritt jedoch aus verschiedenen Gründen nicht ableiten.

Zwar wird die Einführung alternativer Antriebe vor dem Hintergrund der Minderung der Treibhausgasemissionen diskutiert, unter den hier getroffenen Rahmenbedingungen werden ein geringer Energieeinsatz sowie geringe Treibhausgasemissionen jedoch nicht explizit honoriert (z. B. Mautvorteil von E-Lkw, vergleichbare THG-Minderung für fossile Kraftstoffe). Wäre dies der Fall, würden sich die Nutzerkosten noch stärker zu Gunsten der elektrischen Antriebsvarianten verschieben. Aus ökologischer Sicht ist für die Bewertung zudem der Bedarf an nicht-energetischen Ressourcen der unterschiedlichen Antriebs- und Infrastruktursysteme von Relevanz.

Die Reichweite und Einsatzflexibilität der betrachteten Alternativen variiert teilweise erheblich und ist stark von der verfügbaren Energieversorgungsinfrastruktur abhängig. Vor dem Hintergrund der heutigen Anforderungen und der Organisation des Logistikmarkts kann dies zu Zusatzkosten durch eine geringere Auslastung der Fahrzeuge führen und damit den Einsatz neuer Antriebe hemmen.

Der Aufbau der Energieversorgungsinfrastruktur für alternative Antriebe ist mit Investitionen verbunden. In den dargestellten Analysen werden diese nicht auf die Fahrzeuge umgelegt. Insbesondere in einer frühen Marktphase bei geringer Auslastung der Infrastruktur würde dies zu hohen Zusatzkosten führen und die Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge beeinträchtigen (siehe Kapitel 6).

In den folgenden Kapiteln werden daher die Implikationen aus dem Infrastrukturbedarf näher beleuchtet und hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit untersucht. Weitere betriebliche Hemmnisse für den Einsatz von alternativen Antriebssystemen werden in den anschließenden Szenariobetrachtungen im Projekt StratON diskutiert. Diese sind jedoch nicht Bestandteil des vorliegenden Berichts zur Technologiebewertung.

5. Energieversorgungsinfrastruktur der Antriebsalternativen

5.1. Hintergrund und Ziele

Während der im Straßengüterfernverkehr dominierende, dieselmotorische Antrieb ein flächendeckendes und gut ausgelastetes Tankstellennetz vorfindet, ist die Energieversorgungsinfrastruktur für alternative Kraftstoffe bisher als Netz, jenseits von Einzelanlagen, nicht verfügbar. Die Bereitstellung einer

bedarfsgerechten, flächendeckenden Versorgungsinfrastruktur ist jedoch die Voraussetzung für den Einsatz von alternativen Antrieben im Straßengüterfernverkehr.

Im Folgenden werden für die betrachteten alternativen Kraftstoffoptionen LNG, Wasserstoff und Strom (stationäre und dynamische Versorgung) die Versorgungsinfrastruktur hinsichtlich der Ausgangssituation einer möglichen technischen Auslegung, der bedarfsgerechten Dimensionierung sowie der Kosten für Aufbau und Betrieb diskutiert. Anhand von drei konkreten Ausbaustufen werden schließlich die Gesamtkosten für die betrachteten Energieversorgungsinfrastrukturen abgeschätzt. Die Ergebnisse der Analysen bilden die Grundlage, um im Folgenden (siehe Kapitel 6) die Gesamtkosten auf Fahrzeugebene inklusiver der Kosten der Infrastrukturbereitstellung zu quantifizieren und einzuordnen.

In besonders großer Detailtiefe werden die mögliche Ausgestaltung des Oberleitungssystems diskutiert und verschiedene Varianten vorgestellt, die unterschiedliche Anforderungen, wie u.a. bauliche Restriktionen, Genehmigungsaspekte, unterschiedliche Fahrzeugkonzepte sowie veränderte Leistungsanforderungen bei steigender Fahrzeugzahl berücksichtigen.

Konkrete Umsetzungsstrategien für den Netzausbau, die potenzielle Konkurrenz oder auch denkbare Synergien verschiedener Versorgungsinfrastrukturen sowie Fragen der (Vor-)Finanzierung des Infrastrukturausbaus sind hingegen nicht Bestandteil der folgenden Ausführungen.

5.2. LNG-Tankstellennetz

5.2.1. Überblick

LNG-Tankstellen sind bisher nur als Einzelanlagen verfügbar, jedoch ist der Aufbau weiterer Tankstellen geplant. Es sind auch bereits erste schwere LNG-Nutzfahrzeuge am Markt verfügbar (Volvo Trucks 2018; IVECO 2018). Im Rahmen der Richtlinien und Umsetzungspläne zum Ausbau der Infrastruktur alternativer Kraftstoffe der EU (Direktive 2014/94), soll bis 2025 ein Tankstellennetz alle 400 km entlang des Trans-Europäischen-Verkehrsnetzes (TEN-V) entstehen (European Commission 22.10.2014). Die konkrete Umsetzung in Deutschland begann 2016, als die erste LNG-Tankstelle in Ulm eröffnet wurde. An der A10 am östlichen Berliner Ring in Grünheide (Mark) wurde 2017 die erste öffentliche LNG-Tankstelle in Betrieb genommen.

Im Rahmen der Begleitforschung zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) wurden bereits erste Standorte für LNG-Tankstellen ermittelt, um die vorgeschriebenen Maximalabstände einzuhalten. Für einen maximalen Abstand von 400 km würden bereits 9 große Tankstellen an TEN-V-Strecken in Deutschland ausreichen; bei einem Netzabstand von 150 km entlang der TEN-V Strecken würden 28 Tankstellen benötigt (BMVI 2016b). Es gibt bislang keine weiteren Ausbaupläne in Deutschland als die Mindestanforderungen des TEN-V für das LNG-Tankstellennetz (BMVI 2016b).

Die Bundesregierung plant kein staatliches Versorgungsnetz aufzubauen, sondern will Anreize für private Betreiber setzen. Eine Prognose der Tankstellendichte ist daher mit Unsicherheiten behaftet. Durch die Genehmigungsverfahren früherer CNG-Vorhaben sind bereits mehrjährige Erfahrungen zu Erdgastankstellen bei den zuständigen Überwachungsstellen vorhanden (LBST 2016), was eine relativ schnelle Umsetzung potenzieller Bauvorhaben ermöglicht. Im Jahr 2017 erschien zudem der erste Genehmigungsleitfaden für LNG/LCNG-Tankstellen (Taskforce LNG 2017). Dieser hat zwar keine rechtlichen Implikationen, dient aber möglichen Investoren als Orientierung.

5.2.2. Technischer Aufbau einer Tankstelle

Eine LNG-Tankstelle besteht nach (DLR 2015) aus den folgenden Komponenten:

- LNG-Speicher mit Kühlung
- Dispenser
- Kryopumpe mit Steuerung und Regelsystem
- Gebäude und Bezahlssystem

Die Kraftstoffbelieferung kann als bereits verflüssigter und gekühlter Direktimport aus den Produktionsländern per Schiff und anschließend per Lkw erfolgen. Alternativ kann die Tankstelle auch an das lokale Erdgasnetz angeschlossen werden und selbst LNG durch Verflüssigung mit einer lokalen Erdgasverflüssigungsanlage erzeugen. Dieses Konzept ist mit einem höherem Aufwand und höheren Investitionskosten verbunden. Zwar ist der letztendliche Kraftstoffpreis bei lokaler Erzeugung etwas günstiger als beim LNG-Import (DLR 2015), es wird im Folgenden dennoch die Belieferung per Trailer angenommen. Da in der Hochlaufphase die Auslastung der Anlage nicht sichergestellt ist, bedeutet die flexible Belieferung per Lkw-Trailer ein geringeres wirtschaftliches Risiko bei fast identischen Kosten.

5.2.3. Tankstellendimensionierung

Der wichtigste Parameter für die Dimensionierung und die Kosten einer LNG-Tankstelle ist die Kraftstoffmenge, die in der Tankstelle gespeichert und an die Fahrzeuge abgegeben werden kann. Anhand dieser LNG-Menge bemessen sich alle benötigten Komponenten, beispielsweise die Kapazität der LNG- und CNG-Speicher, die Anzahl der Dispenser und die Kryopumpe. Die durchschnittliche Kraftstoffkapazität eines Autohofs in Deutschland beträgt gemäß Bünger et al. (2016) etwa 21.900 Liter Diesel, was etwa 17.360 kg LNG bzw. 217.000 kWh entspricht. An dieser Kapazität orientiert sich im Folgenden die Auslegung einer Tankstelleninfrastruktur für LNG. Analog zu Bünger et al. (2016) wird eine Tankstellenkapazität von 17.000 kg LNG zu Grunde gelegt, welche innerhalb von 3 Tagen einmal komplett leergetankt wird.

Bei einem angenommenen Verbrauch von 0,214 kg_{LNG}/km bzw. 2,68 kWh/km eines LNG-Lkws im Jahr 2025 (siehe Abschnitt 2.5.2) und einer durchschnittlichen Tagesfahrleistung von 480 km⁵³ beträgt die durchschnittliche Betankungsmenge 103 kg LNG, wenn eine Betankung pro Lkw und Tag angenommen wird. Dies bedeutet, dass jede LNG-Tankstelle im Durchschnitt 55 Fernverkehrs-Lkw pro Tag mit Energie versorgt.

Tabelle 5-1: Spezifikationen und Kosten einer LNG-Tankstelle im Jahr 2025

| Tankstellenkapazität | 17.000 kg _{LNG} |
|----------------------------------------|-----------------------------|
| Mittlere Betankungsmenge pro Fahrzeug | 103 kg _{LNG} |
| Versorgte Fahrzeuge pro Tag | 55 |
| Kalkulatorische Nutzungsdauer | 15 Jahre |
| Investitionskosten | 1.034.000 € ₂₀₁₅ |
| Jährliche Betriebs- und Wartungskosten | 27.080 € ₂₀₁₅ |

Quelle: Bünger et al. (2016) und eigene Annahmen

⁵³ bei einer Jahresfahrleistung von 120.000 km und 250 Einsatztagen pro Jahr, siehe Abschnitt 2.3

5.2.4. Kosten des Tankstellennetzes

Da bisher kaum Tankstellen in der angenommenen Größe gebaut wurden, wird hier auf die bereits genannte Quelle Bünger et al. (2016) Bezug genommen, welche die Kosten einer bereits existierenden Tankstelle der Firma Rolande anführt. Für eine Tankstelle mit einer Kapazität von 17.000 kg LNG werden Investitionskosten von 1,034 Mio. € sowie jährliche Betriebs- und Wartungskosten von 27.080 € angegeben.

Andere Quellen streuen relativ breit und beziehen sich zumeist auf kleinere Tankstellen. Die Angaben müssten daher hochskaliert werden, was mit zusätzlichen Unsicherheiten behaftet ist. In Emmer (2011) werden Kosten von existierenden Tankstellen bis zur Kapazität von 6.785 kg_{LNG} pro Tag genannt, mit Kosten bis zu 1,67 Mio. €. In Le Fevre (2014) werden Kosten zwischen 440.000 und 1,0 Mio. € für eine Kapazität von 10.000 kg_{LNG} angegeben. Der untere Wert beinhaltet jedoch keine Anlagen zum Auffangen des Boil-offs, weshalb wir diese Kostenangabe als zu niedrig einschätzen.

Für ein Startnetz, welches 5.000 Fahrzeuge versorgen kann, ergibt sich auf Basis der gewählten Tankstelle und Annahmen ein Tankstellennetz aus 91 Tankstellen mit Gesamtinvestitionskosten von 94 Mio. €. Wenn die Investitionskosten entsprechend der kalkulatorischen Nutzungsdauer der Tankstellen über einen Zeitraum von 15 Jahren auf die Anzahl der sie nutzenden Fahrzeuge umgelegt werden, ergeben sich Investitionskosten von 6.309 € und Wartungskosten von 2.478 € pro Fahrzeug.

Für ein Ausbaunetz, das auf die Versorgung von 40.000 Fahrzeugen ausgelegt ist, wird eine erhöhte Auslastung der Tankstellen angenommen. Die LNG-Tankstellen werden in diesem Fall innerhalb von zwei Tagen leergetankt und versorgen pro Tag 83 (statt 55) Fahrzeuge, was sich in niedrigeren Investitions- und Wartungskosten pro Fahrzeug niederschlägt. Das Tankstellennetz im Ausbauzustand besteht dann aus insgesamt 483 Tankstellen und erfordert eine Gesamtinvestition von ca. 500 Mio. €.

Tabelle 5-2: Kosten der LNG-Tankstellennetze

| | Startnetz | Ausbaunetz |
|----------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| Anzahl Tankstellen | 91 | 483 |
| Versorgte Fahrzeuge | 5.000 | 40.000 |
| Gesamte Investitionskosten | 94,6 Mio. € ₂₀₁₅ | 499,6 Mio. € ₂₀₁₅ |
| Investitionskosten pro Fahrzeug* | 6.309 € ₂₀₁₅ | 4.164 € ₂₀₁₅ |
| Wartungskosten pro Fahrzeug* | 2.478 € ₂₀₁₅ | 1.636 € ₂₀₁₅ |

* bei 5 Jahren Haltedauer

5.3. Wasserstoff-Tankstellennetz

5.3.1. Überblick

Die Wasserstoffinfrastruktur befindet sich in einer ähnlichen Entwicklungsstufe wie die LNG-Infrastruktur. Es sind bereits erste Tankstellen in Betrieb und erste Pkw-Serienmodelle sind verfügbar. Zum Jahresende 2017 befanden sich in Deutschland 56 Wasserstofftankstellen in Betrieb, von denen 43 öffentlich zugänglich sind. Diese bereits existierenden Tankstellen sind jedoch hauptsächlich für Pkw und teils für Busse ausgelegt. Größere Anlagen, deren Kraftstoffkapazität für die Versorgung von vielen Fern-Lkw ausreichend wäre, existieren bislang noch nicht. Rechtliche Hemmnisse gibt es – soweit absehbar – keine. Es existiert bereits ein Genehmigungsleitfaden für Investoren (Wasserstoff- und

Brennstoffzellentechnologie (NOW) 2015) und auch einige Bundesländer haben Leitfäden entwickelt, z. B. das Land Nordrhein-Westfalen.

5.3.2. Technischer Aufbau einer Tankstelle

Eine Wasserstofftankstelle besteht nach Adolf et al. (2017), Bünger et al. (2016) und Schmidt et al. (2016) im Wesentlichen aus den folgenden Komponenten:

- H₂-Druckspeicher
- Vorkühler
- Dispenser
- Gebäude mit Bezahlssystem

Für die Belieferung der Tankstelle kommen mehrere Möglichkeiten in Frage. Die Anlieferung von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff per Lkw-Trailer ist mit geringen Investitionskosten verbunden und flexibel skalierbar. Ein gewichtiger Nachteil ist, dass pro Trailer lediglich 400 bis 800 kg Wasserstoff angeliefert werden können, was den wirtschaftlichen Einsatz dieser Variante auf kleine Tankstellen beschränkt (Smolinka et al. 2013).

Wenn der Wasserstoff im flüssigen Aggregatzustand angeliefert wird, erhöht sich die Liefermenge pro Lkw-Trailer deutlich. Allerdings ist die Verflüssigung mit einem hohen Energieaufwand verbunden, so dass dieser Lieferweg insgesamt eine schlechtere Energiebilanz aufweist (Robinius et al. 2018; Albrecht et al. 2016).

Die dezentrale Erzeugung des Wasserstoffs direkt vor Ort eliminiert das Lieferproblem, macht aber weitere Komponenten im Umfeld der Tankstelle notwendig. Bei einer geringen Anzahl von Tankstellen mit hohem Abstand zueinander erscheint sie dennoch als sinnvolle Lösung. Folgende zusätzliche Komponenten sind notwendig:

- Leistungsfähiger Netzanschluss
- Elektrolyseur
- Niederdruckspeicher
- Kompressor

5.3.3. Tankstellendimensionierung

Die Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur wird im Folgenden in Anlehnung an die LNG-Infrastruktur ausgelegt. Zentrales Vergleichskriterium ist dabei die Fahrleistung: Beide Kraftstoffinfrastrukturen sollen Energie für die gleiche Anzahl an Lkw-Kilometern bereitstellen. Auf Grund der hohen Kosten für die Errichtung einer Wasserstofftankstelle, die auf ca. 6,3 Mio. € geschätzt werden, wird davon ausgegangen, dass ein weniger dichtes Tankstellennetz von den Nutzern akzeptiert wird. Für die folgenden Betrachtungen wird angenommen, dass jede Wasserstofftankstelle im Durchschnitt doppelt so stark wie eine LNG-Tankstelle frequentiert wird. Es werden somit 110 Fahrzeuge pro Tag mit Wasserstoff versorgt (gegenüber 55 Fahrzeugen pro Tag und Tankstelle im Falle von LNG), während sich die Zahl der Tankstellen halbiert.

Es wird davon ausgegangen, dass Brennstoffzellen-Lkw im Jahr 2025 mit 2,3 kWh/km (bzw. 0,069 kg_{H₂}/km) einen um 14 % geringeren Energieverbrauch als LNG-Lkw aufweisen (vgl. Tabelle 2-7). Eine Wasserstofftankstelle kann somit auf eine um 14 % geringere Kraftstoffkapazität ausgelegt werden. Dies entspricht einer Energiemenge von 182.268 kWh_{H₂} bzw. einer Wasserstoffmenge von 5.468 kg.

Bei einer mittleren Betankungsmenge von ca. 33 kg Wasserstoff pro Lkw (im Jahr 2025) sind – analog zu den Annahmen für LNG – 165 Betankungsvorgänge möglich, bis der Wasserstoffspeicher der Tankstelle erschöpft ist.

In Kapitel 6 wird analog zu den Betrachtungen von Ladesäulen für BEV und der Oberleitungsinfrastruktur auch eine halb-ausgelastete Infrastruktur betrachtet (siehe Kapitel 6.2). Dieser Fall entspricht dann der gleichen Anzahl an versorgten Lkw pro Tag, die bei den LNG-Tankstellen im vorangegangenen Abschnitt als Basisannahme unterstellt wurde.

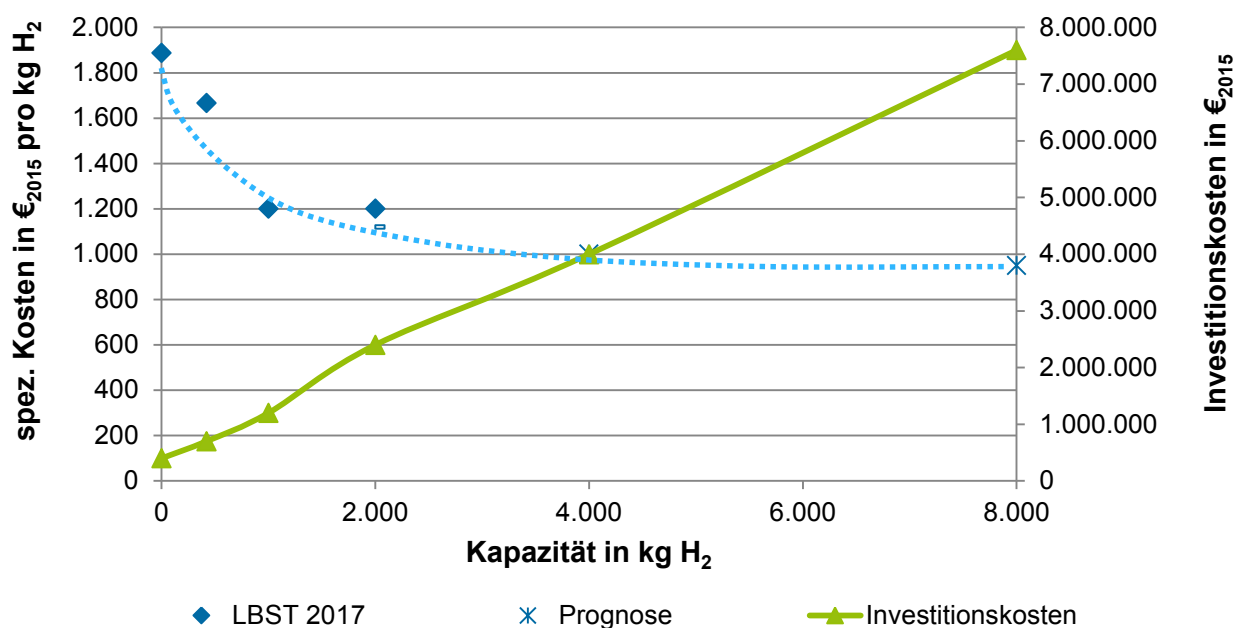
Tabelle 5-3: Spezifikationen und Kosten einer Wasserstofftankstelle im Jahr 2025

| | |
|-------------------------------|------------------------------|
| Tankstellenkapazität | 5.468 kg_{H2} |
| Mittlere Betankungsmenge | 33 kg _{H2} |
| Versorgte Fahrzeuge pro Tag | 110 |
| Kalkulatorische Nutzungsdauer | 15 Jahre |
| Investitionskosten Tankstelle | 6.300.000 € ₂₀₁₅ |
| Jährliche Wartungskosten | 63.000 € ₂₀₁₅ |

5.3.4. Kosten des Tankstellennetzes

Da noch keine Wasserstofftankstellen in der entsprechenden Größe gebaut wurden, sind konkrete Kostenangaben in der Literatur nicht zu finden. Als Quelle wird daher Albrecht et al. (2016) herangezogen. Dort sind die Investitionskosten für H₂-Tankstellen verschiedener Kapazitäten bis 2.000 kg H₂ pro Tag angegeben. Für die Tankstellenkapazität von 5.468 kg H₂ pro Tag wird daher die Kostenkurve über eine Regressionsanalyse fortgeschrieben (siehe Abbildung 5-1).

Abbildung 5-1: Prognostizierte Kosten von Wasserstofftankstellen



Quelle: eigene Darstellung nach Albrecht et al. (2016)

Bei höheren täglichen Absatzmengen ist vermutlich nur noch eine minimale Reduzierung der Kosten zu erreichen. Daher ist zu erwarten, dass die Investitionskosten bei neu errichteten Tankstellen ab dieser Kapazität analog zur LNG-Betrachtung linear ansteigen und keine nennenswerten Skaleneffekte mehr auftreten. Es ergeben sich Investitionskosten von ca. 6,3 Mio. € im Jahr 2025 für eine Tankstelle entsprechender Größe. Der Wartungsaufwand der Tankstellen beträgt jährlich 1 % der Investitionskosten (Albrecht et al. 2016), also ca. 63.000 €.

Für die beiden Ausbaustufen für 5.000 und 40.000 Fahrzeuge ergibt sich, auf Basis der Tankstellenspezifika aus Tabelle 5-4, ein Tankstellennetz aus 45 bzw. 364 Tankstellen. Umgelegt auf die Fahrzeuge ergeben sich Kosten von 19.083 €. Die Wartungskosten pro Fahrzeug in 5 Jahren betragen 2.863 €. Da die Investitionskosten bereits beim Startnetz im linearen Bereich liegen, d.h. sie hängen nicht von der Tankstellenkapazität ab, unterscheiden sich die Kosten pro Fahrzeug in beiden Ausbaustufen nicht.

Tabelle 5-4: Kosten möglicher Wasserstoff-Tankstellennetze

| | Startnetz | Ausbaunetz |
|----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Anzahl Tankstellen | 45 | 364 |
| Versorgte Fahrzeuge | 5.000 | 40.000 |
| Investitionskosten | 286,3 Mio. € ₂₀₁₅ | 2,29 Mrd. € ₂₀₁₅ |
| Jährliche Wartungskosten | 2,86 Mio. € _{2015/a} | 22,9 Mio. € _{2015/a} |
| Investitionskosten pro Fahrzeug* | 19.083 € ₂₀₁₅ | |
| Wartungskosten pro Fahrzeug* | 2.863 € ₂₀₁₅ | |

* bei 5 Jahren Haltedauer

Da die Herstellungskosten von Wasserstoff im Kraftstoffpreis enthalten sind (vergleiche Abschnitt 4.5), wird auf eine Kostenanalyse der Elektrolyseuranlage an dieser Stelle verzichtet. Damit zusammenhängende Kosten finden sich in (Schmidt et al. 2016; Bünger et al. 2016).

Für die 700-bar-Schnellbetankung nach SAE J2601 ist es notwendig, den Wasserstoff auf eine Temperatur zwischen -3 °C bis -40 °C zu temperieren. Der theoretische Energieaufwand für die Vorkühlung des Wasserstoffs beträgt ca. 0,7 % des Energieinhaltes (Smolinka et al. 2013) und wird deshalb an dieser Stelle vernachlässigt. Boil-off-Verluste können nicht auftreten, da der Wasserstoff gasförmig gespeichert wird.

5.4. Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Lkw

5.4.1. Überblick

Eine Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Lkw (BEV) besteht aus sogenannten Megachargern für die Schnellladung an der Autobahn (z. B. während der Fahrerpause) sowie aus Lademöglichkeiten für die Übernacht-Ladung. Durch den hohen Energiebedarf von schweren Nutzfahrzeugen ist eine hohe Ladeleistung erforderlich. Ein Netz dieser Ladesäulen ist derzeit nicht verfügbar und müsste analog zum LNG- und Wasserstofftankstellennetz zunächst aufgebaut werden. Erfahrungen mit Pkw-Ladesäulen sind seit Jahren vorhanden. Die hohe Ladeleistung wirkt sich vor allem auf die Kosten des Netzanschlusses (Unterwerke) aus.

5.4.2. Technischer Aufbau

Die Ladeinfrastruktur besteht aus den folgenden Komponenten:

- Leistungsfähige Unterwerke
- Anbindung ans Stromnetz: Einspeisepunkt und Zuleitungen zum Einspeisepunkt
- Ultraschnell-Ladesäulen (ersetzen die sonstige O-Infrastruktur)
- Ladepunkte für das Aufladen in der langen Ruhepause mit geringerer Ladeleistung

Megacharger mit für Lkw ausreichender Leistung sind derzeit noch nicht umgesetzt. Es ist davon auszugehen, dass die bereits vorhandene Technik dazu hochskaliert wird. Durch die hohe Leistung sind leistungsfähige Unterwerke nötig, bei Gruppierung der Ladepunkte an einzelnen Tankstellen mit direkter Anbindung an das Mittelspannungsnetz.

5.4.3. Dimensionierung

Da der Ladevorgang die Einsatzflexibilität und die Lenkzeiten nicht wesentlich einschränken soll, wird davon ausgegangen, dass innerhalb von 30 Minuten ausreichend Energie für eine Fahrstrecke von ca. 400 km nachgeladen werden können muss. Dies entspricht der maximalen Distanz, die ein Fahrer am Stück zwischen zwei Ruhepausen zurücklegen kann. Aus diesen Eckdaten lässt sich eine Ladeleistung von ca. 1,2 MW ableiten, auf die die Ultra-Schnellladeinfrastruktur ausgelegt sein muss.

Da Tagesfahrleistungen bis ca. 750 km von BEV 800 zuverlässig ohne Batterienachladung zurückgelegt werden können, wird davon ausgegangen, dass viele batterieelektrische Fahrzeuge im Tagesverlauf nicht an Megachargern nachgeladen werden müssen. Für die folgenden Betrachtungen wird angenommen, dass pro Tag nur 15 % aller BEV ihre Batterie an einem Megacharger aufladen. In Bezug auf den Aufbau einer Ultra-Schnellladeinfrastruktur wird angenommen, dass im Anfangszustand (Startnetz) im Durchschnitt 10 BEV pro Tag an jedem Megacharger laden. Für das Ausbaunetz wird eine höhere Auslastung der Ladeinfrastruktur mit täglich 20 versorgten BEV pro Megacharger angenommen.

Für die Über-Nacht-Ladung wird angenommen, dass der Ladevorgang maximal 8 Stunden dauern darf und in dieser Zeit eine Energiemenge nachgeladen werden kann, die der gesamten (nutzbaren) Batteriekapazität entspricht. Bei einer angenommenen Batteriekapazität von 1.200 kWh (BEV 800) sind dafür 150 kW Ladeleistung erforderlich. Für jeden BEV werden im Startnetz 1,2 Übernacht-Lademöglichkeiten vorgehalten, im Ausbauzustand des Netzes 1,1 Ladesäulen.

5.4.4. Kosten des Ladenetzes

Die Kosten für Megacharger mit 1,2 MW Ladeleistung werden auf 420.000 € pro Stück geschätzt. Dieser Wert stützt sich auf drei Quellen:

- Eine Bottom-up-Berechnung auf Basis von Gnann et al. (2017) aus den drei Komponenten Unterwerk, Einspeisepunkt und Zuleitungen ergibt Kosten von 440.000 €.
- Eine Hochskalierung der Kosten für einen 200 kW Ladepunkt (SLAM 2017) ergibt Mega-Charger-Kosten von 420.000 €
- Eine Hochrechnung auf Basis eines 450 kW Ladepunktes (NPE 2015) ergibt Kosten von 400.000 €

Für die Kosten der Ladestationen mit 150 kW für die Ladung über Nacht werden für das Jahr 2025 80.000 € pro Stück angenommen. Dieser Wert stammt von der Nationalen Plattform Elektromobilität

(NPE) aus der Quelle Schwarzer (2018). Die kalkulatorische Lebensdauer der Ladesäulen wird mit 15 Jahren angenommen, die Wartungskosten mit jährlich 1 % der Investitionssumme.

Tabelle 5-5: Kosten für die Ladenetze

| | Startnetz | Ausbaunetz |
|----------------------------------|------------------|-------------------|
| Versorgte Fahrzeuge | 5.000 | 40.000 |
| Anzahl Mega-Charger | 75 | 300 |
| Anzahl Nacht-Ladepunkte | 6.000 | 44.000 |
| Gesamte Investitionskosten | 512 Mio. € | 3,65 Mrd. € |
| Investitionskosten pro Fahrzeug* | 34.100 € | 30.383 € |
| Wartungskosten pro Fahrzeug* | 5.115 € | 4.558 € |

* bei 5 Jahren Haltedauer

Die Investitions- und Wartungskosten liegen im Ausbaunetz um ca. 11 % unter denen des Startnetzes, weil eine höhere Auslastung der Ladeinfrastruktur angenommen wurde (20 statt 10 Ladevorgänge am Tag pro Megacharger und 1,1 statt 1,2 Übernacht-Ladesäulen pro Fahrzeug).

5.5. Oberleitungssystem

5.5.1. Überblick

Oberleitungssysteme werden seit vielen Jahrzehnten erfolgreich im Schienenverkehr und bei Oberleitungsbussen eingesetzt und stellen somit eine bewährte und zuverlässige Technik dar. Das technische Prinzip der dynamischen externen Stromzuführung zum Fahrzeug während der Fahrt ist bereits seit über 100 Jahren bekannt. So kann auch von den Erfahrungen zum Netzaufbau und Fragen der Standardisierung und Interoperabilität von der Elektrifizierung des Schienenverkehrs gelernt werden.

Allerdings können die sich heute im Einsatz befindlichen Oberleitungssysteme nicht ohne Weiteres auf Autobahnen zur Elektrifizierung von Fernverkehrs-Lkw eingesetzt werden, da es sich um geschlossene Systeme handelt, bei denen sich die Fahrzeuge auf festgelegten Routen bewegen und deutlich weniger Fahrzeugbetreiber als im Straßengüterverkehr beteiligt sind. Außerdem ist der Fahrzeugtakt und somit die Beanspruchung der Oberleitungsinfrastruktur bei den heutigen Anwendungen deutlich geringer als die Lkw-Dichte auf stark befahrenen Autobahnen. Die Fahrzeuggeschwindigkeit und das Spannungsniveau der Oberleitungstechnik im Schienenverkehr sind wiederum höher als in der Straßenanwendung. Aus diesen und weiteren Gründen ist eine Anpassung der heute verfügbaren Oberleitungstechnik an die Anforderungen im Straßengüterverkehr notwendig.

Im Jahr 2010 begann der Siemens-Konzern mit der Weiterentwicklung der Oberleitungstechnik für den Einsatz im Schwerlastverkehr und demonstriert seit einigen Jahren die technische Reife der Technologie auf einer Teststrecke in Groß-Döln (Brandenburg). Im Rahmen der Begleitforschung wurden in den Projekten ENUBA (2010/11) und ENUBA II (2012-2015) auch erste wissenschaftliche Analysen zu den technischen und ökonomischen Aspekten des Oberleitungssystems sowie dessen verkehrlichen und ökologischen Auswirkungen durchgeführt (Siemens AG 2012; Siemens AG et al. 2016).

Inzwischen wird das Oberleitungssystem auch im öffentlichen Straßenraum erprobt: in Schweden und in den USA ist bereits jeweils eine Teststrecke in Betrieb. Und auch in Deutschland steht die Integration des Systems in den öffentlichen Straßenraum unmittelbar bevor, da bereits 2019 der Testbetrieb im

Rahmen von zwei Feldversuchen auf Autobahnen beginnt. Ein Jahr danach startet die Erprobung auf einer Bundesstraße.

Tabelle 5-6: Feldversuche für das Oberleitungssystem (in Betrieb und geplant)

| | Bau- beginn | Inbetrieb- nahme | Strecken- länge | Verlauf |
|----------------------|----------------|---------------------|--------------------|------------------------------------------------|
| ELISA ⁵⁴ | 2018 | 2019 | 2 x 5 km | Zwischen Langen/Mörfelden und Weiterstadt (A5) |
| FESH ⁵⁵ | 2018 | 2019 | 2 x 5 km | Zwischen Reinfeld und Kreuz Lübeck (A1) |
| eWayBW | 2019 | 2020 | 2 x 7 km | Zwischen Kuppenheim und Gernsbach (B462) |
| eHighway Schweden | 2015 | 2016 | 2 km | Zwischen Gävle und Sandviken (E16) |
| eHighway USA | 2015 | 2017 | 2 x 1,2 km | Zwischen Los Angeles und Long Beach (I710) |

Quelle: Lehmann (2017)

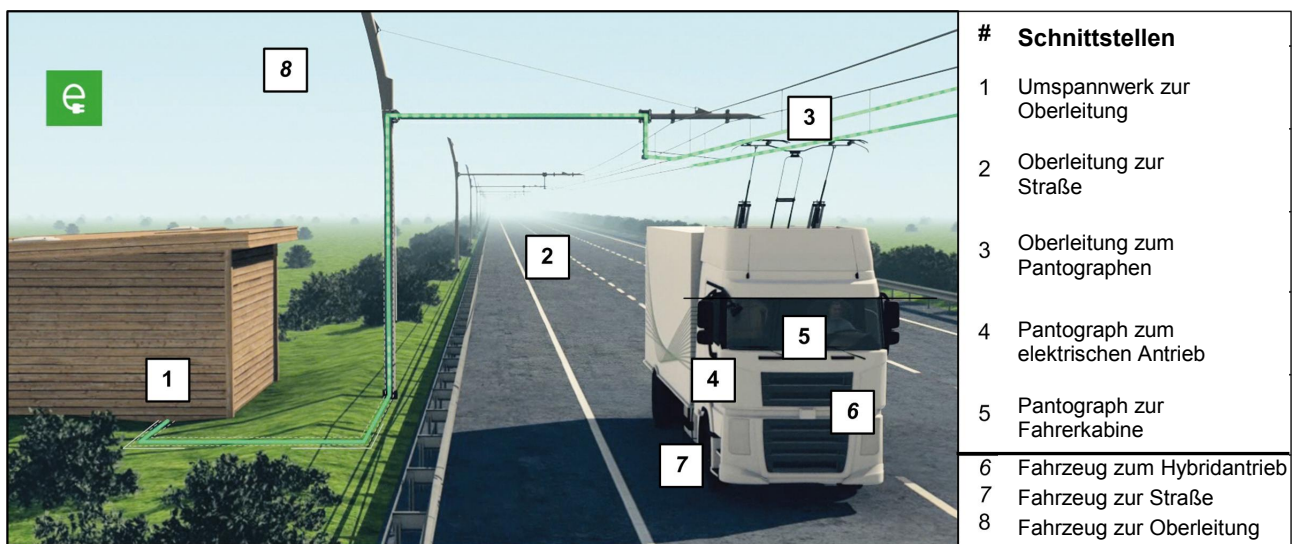
5.5.2. Technischer Aufbau des Oberleitungssystems

Die Oberleitungsinfrastruktur besteht aus drei wesentlichen Teilsystemen:

- Zuleitungen und Anschluss ans Mittelspannungsnetz
- Unterwerke
- Fahrleitungssystem⁵⁶

Auf Seiten der Fahrzeuge wird ein Stromabnehmer (Pantograph) benötigt, welcher den mechanischen und elektrischen Kontakt zur Oberleitung (den Fahrdrähten) herstellt.

Abbildung 5-2: Technischer Aufbau und Schnittstellen des Oberleitungssystems



Quelle: Siemens AG, ergänzt

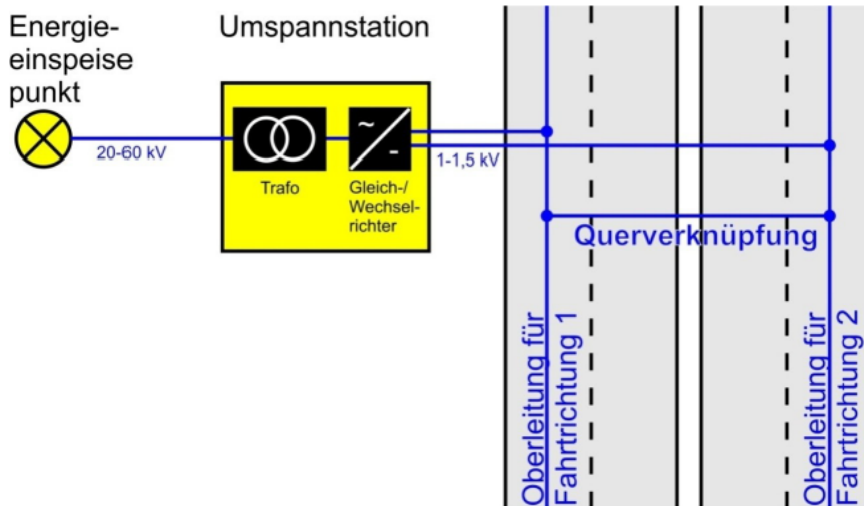
⁵⁴ Elektrifizierter, innovativer Schwerlastverkehr auf Autobahnen

⁵⁵ Feldversuch eHighway Schleswig-Holstein

⁵⁶ Fahrdrähte, Tragseile, Masten

Das Fahrleitungssystem wird über Unterwerke mit elektrischer Energie versorgt. Die Unterwerke bestehen aus einer Transformator-Gleichrichter-Einheit, die den Wechselstrom aus dem Mittelspannungsnetz in Gleichstrom der gewünschten Spannung umwandelt und in die Fahrleitungen einspeist. Die Unterwerke des Oberleitungssystems werden in der Regel im Abstand von 2 bis 3 Kilometern entlang der Autobahn angeordnet und entsprechen damit den typischen Unterwerksabständen von Straßenbahnstrecken und U-Bahnen.

Abbildung 5-3: Energieversorgung des Oberleitungssystems



Quelle: Wietschel et al. (2017)

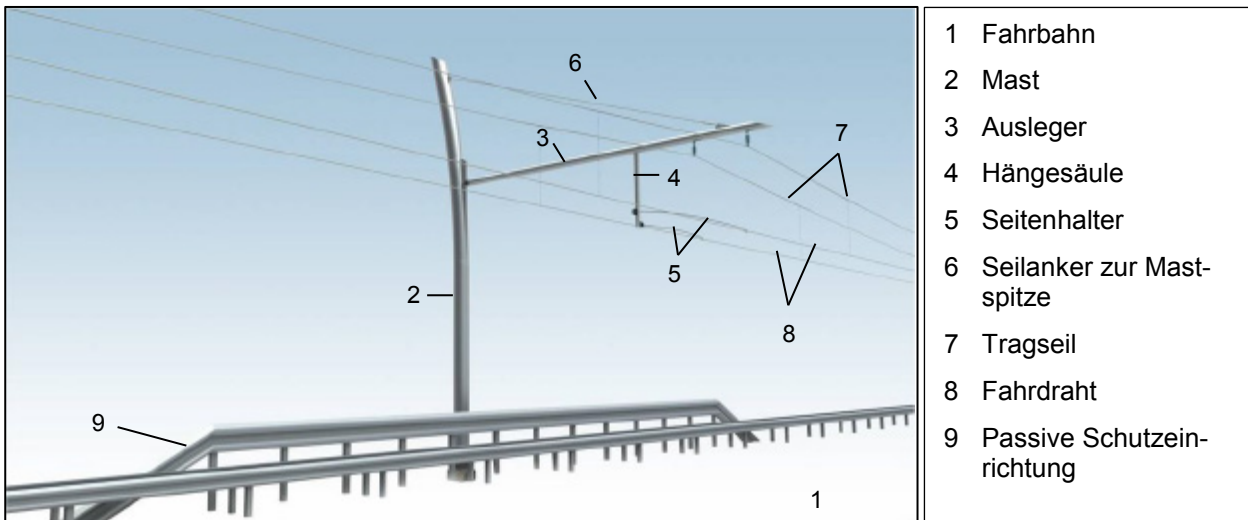
Das Fahrleitungssystem besteht im Wesentlichen aus den Fahrdrähten, Tragseilen und Masten. Da im Oberleitungssystem auf Autobahnen keine Schiene vorhanden ist, die den Stromkreis schließt und den Rückstrom zum Unterwerk zurückführen kann, werden zwei Fahrdrähte benötigt. Diese bilden den Plus- und Minuspol. Beide Fahrdrähte haben einen Abstand von 1,20 m zueinander und befinden sich ca. 5 m über der Fahrbahn (siehe Abbildung 5-4). Sie sind jeweils an einem Tragseil aufgehängt, das wiederum an den Masten befestigt ist. Der Fahrdraht und das Tragseil bilden ein Kettenwerk. Deshalb wird das hier betrachtete Fahrleitungssystem auch als zweipolige Kettenwerksfahrleitung bezeichnet.

Gemäß Siemens AG et al. (2016) eignet sich

- als Fahrdraht: ein magnesiumlegierter Kupferfahrdraht (CuMg0,5) mit einem Querschnitt von 150 mm² (RIM150) und
- als Tragseil: eine Kupfer-Magnesium-Legierung (Bronze) mit 120 mm² Querschnitt (BzII120).

Ein solcher Fahrdraht kann mit Dauerströmen bis ca. 1500 A belastet werden. Dies ist bis zu einer Abnutzung von 20 % der Querschnittsfläche möglich, anschließend muss der Fahrdraht erneuert werden. Wenn diese Standard-Konfiguration nicht ausreicht und eine höhere Leistungsfähigkeit des Oberleitungssystems benötigt wird, können Verstärkungsleitungen (z. B. aus Aluminium) an den Masten mitgeführt werden und somit die Querschnittsfläche erhöhen.

Abbildung 5-4: Aufbau eines Oberleitungsstützpunkts



- 1 Fahrbahn
- 2 Mast
- 3 Ausleger
- 4 Hängesäule
- 5 Seitenhalter
- 6 Seilanker zur Mastspitze
- 7 Tragseil
- 8 Fahrdraht
- 9 Passive Schutzeinrichtung

Quelle: Siemens AG (2012), ergänzt

Eine wichtige Stellgröße für die Leistungsfähigkeit und die Dimensionierung des Oberleitungssystems ist die Systemspannung (siehe auch Abschnitt 5.5.4.2). In der Norm EN 50163 sind verschiedene Spannungssysteme und ihre zulässigen Spannungsbänder geregelt (Tabelle 5-7). Als Nennspannung kommt für das Oberleitungssystem grundsätzlich eine Gleichspannung von 600 V_{DC}, 750 V_{DC} oder 1500 V_{DC} in Betracht. Die Spannungsbänder, d.h. die minimal und maximal zulässigen Spannungen, können im Oberleitungssystem ggf. gegenüber der Norm EN 50163 eingeschränkt werden, um die Anforderungen an die Oberleitungsfahrzeuge zu reduzieren.

Tabelle 5-7: Gleichspannungssysteme und ihre zulässigen Grenzen gemäß Norm EN 50163

| Niedrigste nichtpermanente Spannung | Niedrigste Dauerspannung | Nennspannung | Höchste Dauerspannung | Höchste nichtpermanente Spannung |
|-------------------------------------|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------------------|
| U_{min2} | U_{min1} | U_n | U_{max1} | U_{max2} |
| 400 | 400 | 600 | 720 | 800 |
| 500 | 500 | 750 | 900 | 1.000 |
| 1.000 | 1.000 | 1.500 | 1.800 | 1.950 |

Quelle: Norm EN 50163

Eine weitere wichtige Größe für die Auslegung des Oberleitungssystems ist die systemimmanente Überlastfähigkeit von Unterwerken und Fahrdrähten für bestimmte Intervalle und Lastspiele. Die Überlastfähigkeit ist für verschiedene Belastungsklassen in der Norm EN 50328 geregelt. Allen Belastungsklassen gemein ist eine Überlastfähigkeit von 150 % für einen Zeitraum von 2 Stunden.

Die Abdeckung der Leistungsspitzen in einzelnen Abzweigen und Unterwerken, die über der installierten Leistung liegen, kann durch die zweiseitige Speisung und Querkupplung der Fahrtrichtungen erfolgen (Biesenack et al. 2006). Wenn dies an Stellen mit einer sehr hohen Leistungsnachfrage durch sehr viele Oberleitungsfahrzeuge (punktuell) nicht mehr möglich ist, kann die Leistung begrenzt werden, die das O-System den Fahrzeugen zur Verfügung stellt. Diese Leistungsbegrenzung erfolgt, analog zur Bahntechnik, nach dem Prinzip der spannungsabhängigen Strombegrenzung, d.h. bei gleicher Leis-

tung wird der Strom spannungsabhängig begrenzt. In dieser Situation müsste das Lastmanagement des Fahrzeugs das Nachladen der Batterie einschränken.

Wenn es an bestimmten Stellen des Oberleitungsnetzes häufiger zu Engpässen kommt, kann die installierte Leistung in diesen Abschnitten erhöht werden: es können (zusätzliche) Verstärkungsleitungen installiert und/oder der Unterwerksabstand reduziert werden. Grundsätzlich gibt es für alle Lastfälle eine technische Lösung, dies kann jedoch höhere Kosten bedeuten.

Steigungsstrecken mit hoher Verkehrsdichte stellen die höchsten Anforderungen an die Oberleitungsinfrastruktur (den kritischsten Belastungszustand). Stausituationen sind hingegen eher unkritisch, da in den betroffenen Abschnitten die Fahrzeuge nacheinander anfahren. Perspektivisch sind bei einer hohen Auslastung der Infrastruktur auch Kommunikationssysteme zwischen Fahrzeug und Infrastruktur (Unterwerk) denkbar, die es ermöglichen, eine Überlastung des Systems in kritischen Betriebszuständen zu vermeiden.

5.5.3. Genehmigung und Akzeptanz

Aus rechtlicher Sicht ist das Oberleitungsnetz im Sinne des §1 Abs. 4 Nr. 3 Bundesfernstraßengesetz (FStrG) als Zubehör zu qualifizieren. Ein Planfeststellungsverfahren ist daher nach §17 Satz 1 FStrG durchzuführen. Zuständig sind die Landesbehörden. Je nach Größe der Projekte und unter Beachtung bestimmter Randbedingungen können auch andere Planungsverfahren zum Einsatz kommen. In den Feldversuchen (siehe Tabelle 5-6) werden Erfahrungen zu Genehmigung und Akzeptanz gesammelt, durch die beteiligten Forschungsvorhaben bewertet und sollen anschließend zusammen mit den zuständigen Behörden und Ministerien verallgemeinert werden. Kriterien für die Genehmigung sind die Erheblichkeit und Bedeutsamkeit von Maßnahmen.

Die Qualifizierung von Baumaßnahmen als unwesentlich bedeutsam liegt vor, wenn

- keine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) vorliegt,
- andere öffentliche Belange nicht berührt sind,
- Rechte anderer nicht beeinflusst werden oder entsprechende Vereinbarungen getroffen wurden.

Größere Elektrifizierungsvorhaben fallen nicht unter die oben genannten Bedingungen. Es ist daher grundsätzlich von folgendem Ablauf auszugehen:

- Planung
- Planfeststellungsverfahren unter Fernstraßengesetz mit Prüfung UVP-Pflicht und ggf. UVP
- Antrag auf Genehmigung.

Nur wenn nachteilige Umweltauswirkungen zu erwarten sind, besteht die Pflicht zur UVP. Dazu bestehen noch keine Erfahrungen, da noch kein vollständiges Genehmigungsverfahren einer längeren Strecke durchlaufen wurde. Da das Oberleitungssystem große Analogien zu Bahnsystemen aufweist, ist laut Experteneinschätzungen nicht mit größeren Problemen zu rechnen, auch wenn eine UVP durchgeführt werden muss. Die Belastungen für Landschaft und Natur sind aus ihrer Sicht tendenziell als gering einzustufen (Öko-Institut e.V. 2017).

Einzelne Aspekte können lokal Probleme darstellen, wie artenschutzrechtliche Belange, Kupfereintrag durch Oberleitungsabrieb oder die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. Besonders relevant sind in dieser Hinsicht Strecken, die Gebiete von erhöhter ökologischer Relevanz tangieren (FFH-Gebiete, Bannwald etc.). An verschiedenen Stellen kann es daher unter Umständen notwendig sein, Lücken im

System zu lassen. Es wird jedoch die Grundeinschätzung geteilt, dass auch bei kritischeren Streckenabschnitten eine Elektrifizierung grundsätzlich genehmigungsfähig ist und mögliche Auflagen den Bau nicht verhindern (Öko-Institut e.V. 2017). Zudem ist zu berücksichtigen, dass Bau und Betrieb von Autobahnen ohnehin bereits mit erheblichen Eingriffen in Natur und Landschaftsbild verbunden sind und sich der zusätzliche Eingriff durch die Elektrifizierung dadurch relativiert bzw. die Vermeidung von lokalen Emissionen als konkrete positive Umweltwirkung dem gegenübersteht.

Zur gesellschaftlichen Akzeptanz entsprechender Bauvorhaben liegen noch keine belastbaren empirischen Daten vor. Angesichts der bereits bestehenden Grundbelastung durch die Autobahn sowie der potenziellen emissionsseitigen Entlastungswirkung von oberleitungsgebundenen Fahrzeugen wurde die gesellschaftliche Akzeptanz von den Beteiligten des Fachworkshops jedoch als eher unkritisch eingeschätzt (Öko-Institut e.V. 2017).

5.5.4. Optimierungsmöglichkeiten für das Oberleitungssystem

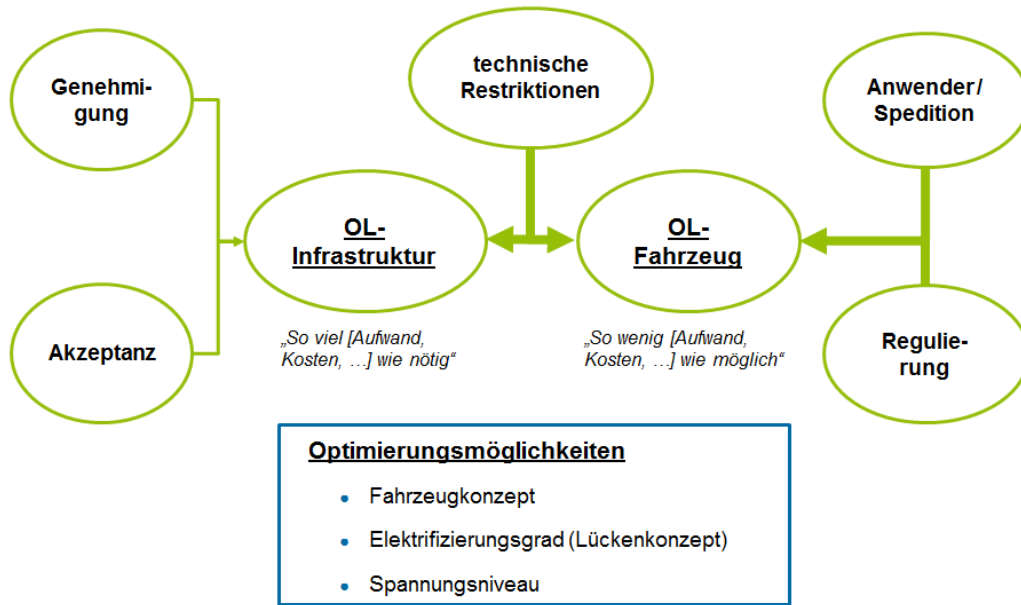
Bei der technisch-ökonomischen Analyse des Gesamtsystems – bestehend aus der O-Infrastruktur und den O-Fahrzeugen – hat sich herausgestellt, dass insbesondere an die Fahrzeuge viele Anforderungen gestellt werden:

- Die neue Technologie ist für die Anwender nur dann interessant, wenn sie Kostenvorteile gegenüber Diesel-Lkw bzw. ggü. Fahrzeugen mit anderen alternativen Antrieben aufweisen.
- Außerdem erwarten Spediteure eine große Einsatzflexibilität (Reichweite) und Fahrzeugverfügbarkeit sowie möglichst keine Minderung der Nutzlast.
- Gleichzeitig unterliegen die Fahrzeuge in besonderem Maße technischen Restriktionen (Gewicht und Zyklusfestigkeit der Batterie), aber auch regulatorischen Anforderungen in Bezug auf das zulässige Gesamtgewicht, die maximale Achslast und die zulässige Fahrzeuglänge.

Diese hohen Anforderungen an das O-Fahrzeug sind in Abbildung 5-5 symbolisch durch dicke Pfeile dargestellt. Die externen Anforderungen an die O-Infrastruktur (Genehmigungsverfahren, Akzeptanz) fallen demgegenüber geringer aus (vgl. auch Abschnitt 5.5.3). Da auch die (elektro-) technischen Restriktionen geringer sind als die Einschränkungen, welche die Batterie den Fahrzeugen vorgibt, kann die O-Infrastruktur insgesamt flexibler gestaltet werden und leichter an die Bedürfnisse der Fahrzeuge angepasst werden als umgekehrt. Somit kann davon ausgegangen werden, dass vorrangig die O-Fahrzeuge technisch-ökonomisch optimiert werden (siehe Abschnitt 4.13).

Im Folgenden werden verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten für die O-Infrastruktur im Rahmen der von den Fahrzeugen vorgegebenen Anforderungen diskutiert. Diese Vorgehensweise unterscheidet sich teilweise von der technischen Auslegung von Bahnsystemen, bei denen hohe Investitionen in die Technik von vergleichsweise wenigen und langlebigen Schienenfahrzeugen getätigt werden. Bei Bahnsystemen, deren Oberleitungsinfrastruktur deutlich geringer ausgelastet ist und weniger stark beansprucht wird, entfällt bei einer Gesamtsystembetrachtung (Fahrzeuge und Infrastruktur) somit ein geringerer Anteil der Gesamt-Investitionen auf die Stromversorgungsinfrastruktur, als dies bei einem Oberleitungssystem für Fernverkehrs-Lkw an Autobahnen der Fall ist. Aus diesem Grund lohnt sich eine detailliertere Analyse der technisch-ökonomischen Optimierungsmöglichkeiten für die O-Infrastruktur.

Abbildung 5-5: Anforderungen an das Oberleitungssystem und Optimierungsmöglichkeiten



Eigene Darstellung Öko-Institut

5.5.4.1. Elektrifizierungsgrad (Lückenkonzent)

Die Elektrifizierung einer Autobahn bzw. eines Autobahnabschnitts ermöglicht es, O-Lkw auf diesen Strecken elektrisch zu betreiben und im Falle von O-BEV ebenfalls die Traktionsbatterie zu laden, um auch elektrisches Fahren jenseits der elektrifizierten Abschnitte zu ermöglichen. Angesichts des grundsätzlich verfügbaren (diesel- bzw. batterieelektrischen) Hybridantriebs ist eine durchgehende Elektrifizierung einer Strecke für den Betrieb von O-Lkw keine zwingende Voraussetzung. Somit besteht die Möglichkeit Abschnitte zunächst auszusparen, für die eine Elektrifizierung technisch nicht möglich ist oder mit einem großen technischen und wirtschaftlichen Zusatzaufwand verbunden wäre, ohne die Betriebstauglichkeit zu gefährden. Zu diesen Orten gehören beispielsweise Talbrücken, Tunnel und Abschnitte mit eingeschränkten Durchfahrtshöhen oder Seitenräumen. In (Siemens AG und TU Dresden 2014) wurden ca. 6 % des Autobahnnetzes als nicht elektrifizierbare Strecken eingestuft. Dieser Anteil könnte noch steigen, wenn sich weitere Streckenabschnitte aus anderen Gründen (z. B. ökologische Bedenken, Akzeptanz) als nicht bzw. nur schwer elektrifizierbar herausstellen sollten (vgl. Abschnitt 5.5.3). In dieser Studie wird angenommen, dass aus den o.g. Gründen etwa 10 % des Autobahnnetzes nicht elektrifizierbar sind. Zudem ist auch denkbar, dass zur technisch-ökonomischen Optimierung des Oberleitungssystems Abschnitte von der Elektrifizierung ausgenommen werden, zum Beispiel, wenn die Strecke nur gering frequentiert ist und nicht-elektrifizierte Abschnitte auch batterieelektrisch bewältigt werden können. In diesem Fall, im Folgenden als ‚Lückenkonzent‘ bezeichnet, wird der Elektrifizierungsgrad somit gezielt auf deutlich unter 90 % reduziert.

Ein Lückenkonzent (Elektrifizierungsgrad von 50 bis 60 %) weist sowohl einige Vorteile als auch mehrere Nachteile gegenüber einer weitgehend durchgängigen Elektrifizierung auf (siehe Tabelle 5-8).

Tabelle 5-8: Vorteile und Nachteile eines Lückenkonzepts* im Vergleich zu einer hohen, nahezu durchgängigen Elektrifizierung**

| | Lückenkonzept | Hohe Elektrifizierung |
|----------------------------------------------------|---------------|-----------------------|
| Oberleitungsinfrastruktur | | |
| Kosten pro Kilometer | + | - |
| Material- und Flächenbedarf | + | - |
| Optische Beeinträchtigung | + | - |
| Gesellschaftliche Akzeptanz | + | - |
| Leistungsbedarf pro Kilometer | - | + |
| Netzintegration (gleichmäßigere Lastverteilung) | - | + |
| Eignung bei hoher Anzahl O-Lkw | - | + |
| Anforderungen an Batterie bei O-BEV | | |
| Batterielebensdauer (Anzahl Ladezyklen) | - | + |
| Batteriekosten | - | + |
| Ressourcenintensität (Batteriegröße) | - | + |
| Kosten- und CO₂-Bilanz von O-HEV | | |
| Elektrischer Fahranteil | - | + |
| Kostenvorteil gegenüber Diesel-Lkw | - | + |
| CO ₂ -Vorteil gegenüber Diesel-Lkw | - | + |

* durchschnittlicher Elektrifizierungsgrad von 50-60 % bzw. ** von 80-90 %

Die Installation von Oberleitungen entlang wichtiger Autobahnen stellt einen deutlich sichtbaren Eingriff in die Verkehrsinfrastruktur dar, der sowohl bei Verkehrsteilnehmern als auch bei Anwohnern auf Akzeptanzprobleme stoßen könnte. Das Lückenkonzept bietet die Möglichkeit insbesondere sensible Bereiche von einer Elektrifizierung auszunehmen. Hierdurch können in der Planungsphase zusätzliche Flexibilität geschaffen werden und möglicherweise einfachere und schnellere Genehmigungsprozesse erzielt werden. Ebenfalls bestehen weniger Einschränkungen hinsichtlich der Landemöglichkeiten für Rettungshubschrauber. Welche Relevanz die aufgeführten Aspekte für den Aufbau der Infrastruktur in der Praxis tatsächlich haben, ist eine zentrale Fragestellung der laufenden Feldversuche und kann nach deren Abschluss bzw. der Inbetriebnahme der Infrastruktur verlässlicher bewertet werden.

Einfluss eines Lückenkonzepts auf die Elektrifizierungskosten

Ein weiterer großer Vorteil des Lückenkonzepts ist die Tatsache, dass Autobahnen insgesamt etwas kostengünstiger elektrifiziert werden können, wenn der Elektrifizierungsgrad verringert wird. Hierbei müssen jedoch folgende Punkte beachtet werden:

- Es muss insgesamt die gleiche Energiemenge auf die Fahrzeuge übertragen werden (in kWh pro Autobahn-Kilometer).
- Wenn der Elektrifizierungsanteil beispielsweise bei nur 50 % liegt, muss in den elektrifizierten Abschnitten somit die doppelte Leistung auf die Fahrzeuge übertragen werden.

- Dies wiederum bedeutet, dass auch die O-Infrastruktur auf die doppelte installierte Leistung (in MW/km) ausgelegt werden muss (verglichen mit einer durchgängigen Elektrifizierung).

Wesentliche Einsparungen sind somit nur bei den Komponenten und Kostenbestandteilen möglich, die direkt mit der Länge der elektrifizierten Strecke skalieren. Dies umfasst vor allem die Fahrdrähte, Masten und Fahrzeugrückhaltesysteme, sowie die Kosten für eine teilweise notwendige Anpassung der bestehenden Autobahn-Infrastruktur (Schilderbrücken etc.). Außerdem reduziert sich bei einem Lückenkonzept der Flächenbedarf (für die Aufstellung der Masten) und somit die ggf. zu erwerbenden Flächen. Wie oben bereits angedeutet, sind für Planung und Genehmigung ebenfalls geringere Kosten zu erwarten als im Falle einer weitgehend durchgängigen Elektrifizierung.

Keine Einsparung ist jedoch bei den Komponenten und Teilsystemen möglich, deren Kosten mit der installierten Leistung skalieren. Dazu gehören vor allem die Unterwerke inklusive ihres Anschlusses an das Mittelspannungsnetz. Auch die Notwendigkeit von Verstärkungsleitungen liegt in der bereitzustellenden elektrischen Leistung begründet.

Die Kostenreduktion bezogen auf die gesamte Oberleitungsinfrastruktur, die letztendlich mit einem Lückenkonzept gegenüber einer annähernd durchgängigen Elektrifizierung erreicht werden kann, lässt sich nur schwer quantifizieren und hängt immer auch von den konkreten Gegebenheiten entlang der Strecke ab (Topografie, Entfernung zum Mittelspannungsnetz, Häufigkeit ‚komplizierter Streckenabschnitte‘). Im Fachworkshop zur technischen Ausgestaltung des Oberleitungssystems wurden folgende Annahmen von den beteiligten Experten als plausible Bandbreite der Kosten genannt:

- Bei einem 50 %-Lückenkonzept, bei dem die doppelte Leistung pro Kilometer auf nur noch halber Strecke installiert wird, erhöhen sich die O-Infrastrukturkosten pro elektrifizierten Kilometer um 25 bis 75 %.
- Für die gesamte Strecke ergibt sich unter der Annahme von durchschnittlichen Mehrkosten von 50 % pro elektrifiziertem Kilometer somit eine Kostenreduktion von 25 %:

$$150 \% (\text{pro elektrifiziertem km}) \cdot 50 \% (\text{Elektrifizierungsgrad}) = 75 \% (\text{der ursprünglichen Kosten})$$

Diese Abschätzung gilt unter der Voraussetzung, dass der Elektrifizierungsgrad bei ca. 50 % liegt (Öko-Institut e.V. 2017). Für deutlich abweichende Werte müssen erneute Abschätzungen getroffen werden. Zu empfehlen wäre auch die Verifizierung der Abschätzungen durch eine konkrete Vorprojektion mit Vergleich verschiedener Varianten mit und ohne Lücken.

Mindest-Elektrifizierungsgrad

Wie bereits oben erwähnt, sind die O-Fahrzeuge prinzipiell größeren technischen Restriktionen unterworfen als die O-Infrastruktur. Aus diesem Grund lassen die im Projekt durchgeführten Analysen den Schluss zu, dass der Elektrifizierungsanteil nicht unter 50 % liegen sollte. Diese Sichtweise wurde auch von den Experten im Fachworkshop geteilt (Öko-Institut e.V. 2017) und lässt sich wie folgt begründen:

- Bei einem Elektrifizierungsgrad unter 50 % würde der elektrische Fahrleistungsanteil von **Diesel-hybridisierten O-Fahrzeugen (O-HEV)** ebenfalls unter 50 % liegen. Wenn allerdings über 50 % der Fahrleistung auf Autobahnen im Dieselbetrieb zurückgelegt werden müssen, können O-HEV gegenüber konventionellen Dieselfahrzeugen nicht bzw. nur bei sehr hoher Jahresfahrleistung wirtschaftlich betrieben werden (siehe Abschnitt 4.12), außerdem bliebe ein Großteil des CO₂-Minderungspotenzials ungenutzt.

- **Batterieelektrische O-Fahrzeuge (O-BEV)** müssen umso mehr Kilometer im Batteriebetrieb zurücklegen, je kürzer die Oberleitungsabschnitte ausfallen. Das erhöht die Vollzyklenzahl, ein wichtiges Maß für die Beanspruchung der Batterie (siehe Abschnitt 4.13). Außerdem müsste die Batterie auf den kürzeren elektrifizierten Abschnitten pro Zeiteinheit mehr Energie aufnehmen, als das Fahrzeug in der anschließenden längeren Elektrifizierungslücke für die Traktion benötigt. O-BEV müssten also mit einer größeren Leistung und somit auch größeren C-Rate⁵⁷ nachgeladen werden, was die Batterie ebenfalls stärker beansprucht und mit Blick auf eine möglichst lange Batterielebensdauer vermieden werden sollte.

Beide Effekte – hohe Vollzyklenzahlen und hohe C-Raten – lassen sich zwar verringern, indem die Batteriekapazität erhöht wird. Allerdings führen größere Batterien sowohl zu höheren Fahrzeugkosten als auch zu einem höheren Fahrzeuggewicht und damit Nutzlastverlust (zusätzlich zum Pantographen). Die Autoren dieser Studie und die im Fachworkshop anwesenden Experten sind deshalb der Meinung, dass nicht der Elektrifizierungsgrad der O-Infrastruktur die (Mindest-)Größe der Fahrzeugbatterie vorgeben sollte, sondern allein die benötigte elektrische Reichweite. Die größtmögliche Reduktion von Batteriekosten und -gewicht bei elektrischen Fernverkehrs-Lkw ist ein zentrales Ziel für das Oberleitungssystem (Öko-Institut e.V. 2017).

- In Bezug auf die **O-Infrastruktur** selbst wäre bei stark befahrenen Strecken eine sehr hohe installierte Leistung (in MW/km) erforderlich, um bei einem Elektrifizierungsanteil unter 50 % den Fahrzeugen ausreichend Energie für Traktion und Batterienachladung zur Verfügung stellen zu können. Gegenüber einer 50 %-Elektrifizierung können also kaum Infrastrukturkosten eingespart werden, wenn der Elektrifizierungsgrad noch weiter reduziert wird. Außerdem steigt das Risiko für die Versorgungssicherheit bei sehr geringen Elektrifizierungsgraden stark an.

Vor- und Nachteile eines hohen Elektrifizierungsgrades

Im Kontrast zum Lückenkonzept ist auch eine nahezu kontinuierliche Elektrifizierung denkbar, die lediglich wenige, aus technischen Gründen nicht oder nur schwer elektrifizierbare Abschnitte (z. B. Tunnel und einige Brücken) ausschließt. Unter Berücksichtigung dieser und einiger weiterer, nur sehr kostenaufwändig zu realisierenden Abschnitte (z. B. Schilderbrücken), erscheint eine Obergrenze für den durchschnittlichen technisch realisierbaren Elektrifizierungsgrad von 90 % plausibel.

Grundsätzlich gilt, je höher der Elektrifizierungsanteil ausfällt und je kürzer die Lücken sind, desto geringer sind die Beanspruchung und die Anforderungen an die Batterien, die dann ggf. kleiner und kostengünstiger ausgelegt werden können oder weniger oft ausgetauscht werden müssen (siehe Abschnitt 4.13). Bei 90 % Elektrifizierungsgrad (bezogen auf die Streckenlänge) sind nahezu keine Einschränkungen gegenüber einer durchgehenden Elektrifizierung zu erwarten. Bei gleicher Anzahl an O-BEV würde sich der Leistungsbedarf pro elektrifizierten Kilometer gegenüber dem Lückenkonzept reduzieren und die Leistungsgrenzen der Infrastruktur würden erst bei einer höheren Anzahl an Fahrzeugen erreicht. Deselektische O-HEV können bei dieser Infrastruktur-Ausgestaltung ihren maximalen elektrischen Fahranteil erzielen.

Gegenüber dem Lückenkonzept ist eine kontinuierliche Elektrifizierung jedoch mit höheren Infrastrukturkosten pro Autobahnkilometer verbunden. Insbesondere in sensiblen Bereichen, in denen die optische Beeinträchtigung oder ökologische Aspekte besonders zum Tragen kommen, könnte der Bau mit einem aufwändigeren Genehmigungsverfahren und ggf. zusätzlichen Kosten verbunden sein. Auf

⁵⁷ Die C-Rate (Einheit: h^{-1}) ist die Lade-/Entladeleistung einer Batterie (in kW) geteilt durch die Batteriekapazität (in kWh). Bei einer C-Rate von 1C wird eine Batterie innerhalb von 1 Stunde komplett ge- oder entladen. Eine C-Rate von 2C bedeutet, dass eine Batterie innerhalb einer halben Stunde ge-/entladen wird (mit der doppelten Leistung und Stromstärke gegenüber 1C). Gerade bei O-BEV mit vergleichsweise kleinen Traktionsbatterien, die sich durch eine sehr gute TCO und einen geringen Nutzlastverlust auszeichnen, treten schnell große C-Raten auf.

Streckenabschnitten mit einer Vielzahl an Ingenieursbauwerken (insbesondere Tunnel) können auch technische Gründe einer kontinuierlichen Elektrifizierung entgegenstehen.

Optimale Länge von Elektrifizierungsabschnitten und Lücken

Die im Projekt durchgeführten Analysen sowie eine Bewertung der Ergebnisse im Rahmen eines Fachworkshops haben ergeben, dass die Elektrifizierungslücken nicht zu lang sein sollten, da andernfalls die Batterien der Oberleitungsfahrzeuge zu stark beansprucht werden. Außerdem nimmt mit zunehmender Lückenlänge potenziell die Strecke zu, die ein O-Lkw ab der Autobahnauffahrt zunächst zurücklegen muss, bis er den ersten Elektrifizierungsabschnitt erreicht. Für O-BEV kann sich dies besonders nachteilig auswirken, wenn das Fahrzeug nur eine kurze Strecke auf der Autobahn zurücklegen und die Oberleitung als Teil der öffentlichen Ladeinfrastruktur zur Batterienachladung nutzen möchte – im Extremfall erreicht der O-BEV gar keinen elektrifizierten Abschnitt zwischen Autobahnauffahrt und Autobahnabfahrt.

Aus diesen Gründen erscheinen Elektrifizierungslücken bis 10 Kilometer Länge geeignet, während Lücken über 20 Kilometer vermieden werden sollten. Dies unterstreicht eine weitere Betrachtung: Zur Überbrückung einer 20-km-Elektrifizierungslücke wird eine Energiemenge von ca. 30 kWh gebraucht, was je nach Batteriegröße bereits einen beträchtlichen Batteriehieb darstellen kann. Größere Batteriehibe sollten beim durchgängigen Befahren einer elektrifizierten Autobahn auch im Sinne der Batterielebensdauer (Zyklusfestigkeit) eine Ausnahme darstellen oder ganz vermieden werden.

Beim Blick auf die elektrifizierten Abschnitte stellt sich weniger die Frage nach einer Obergrenze, als vielmehr nach einer (sinnvollen) Untergrenze. Aus praktischen Erwägungen⁵⁸ würde man gern darauf verzichten, kürzere Strecken als 2 volle Unterwerks-Speiseabschnitte zu elektrifizieren, womit sich eine sinnvolle Mindestlänge für Elektrifizierungsabschnitte von ca. 5 Kilometern ergibt.

5.5.4.2. **Systemspannung**

Die Nennspannung des Oberleitungssystems ist ein sehr wichtiger Parameter, der beispielsweise die folgenden Eigenschaften der O-Infrastruktur maßgeblich bestimmt:

- Unterwerksabstand und Anzahl der Unterwerke
- Querschnitte der aktiven Leiter
- Wirkungsgrad und Übertragungsverluste
- (maximale) Leistungsfähigkeit in MW/km
- Kosten in Mio. €/km
- Ressourcenbedarf bzw. Ressourceneffizienz⁵⁹

Wenn beispielsweise die Systemspannung verdoppelt wird und der Unterwerksabstand gleich bleibt, können die Fahrdrähte bei dem gleichen Kupfereinsatz (dem gleichen Leiterquerschnitt) und den gleichen Stromverlusten die doppelte elektrische Leistung transportieren. Die Stromverluste pro übertragene Leistung halbieren sich somit.

⁵⁸ Beispielsweise gehen am Anfang eines elektrifizierten Abschnitts mehrere Meter ungenutzt „verloren“, bis der Pantograph vollständig an die Oberleitung angebügelt ist und die volle elektrische Leistung auf das Fahrzeug übertragen werden kann. Ähnlich verhält es sich bei der Abkopplung von der Oberleitung am Ende des Elektrifizierungsabschnitts.

⁵⁹ z. B. Kilogramm Kupfer pro Kilometer

Einfluss der Systemspannung auf die Kosten der O-Infrastruktur

Im Fachworkshop zur technischen Ausgestaltung des Oberleitungssystems wurde von den beteiligten Experten abgeschätzt, dass sich die Kosten für den Aufbau von einem Kilometer O-Infrastruktur (in Mio. €/km) um ca. 10 % bis 30 % erhöhen, wenn die auf diesem Kilometer installierte Leistung (in MW/km) durch eine Verdopplung der Systemspannung ebenfalls verdoppelt wird (Öko-Institut e.V. 2017). Im unten stehenden Rechenbeispiel werden daher durchschnittliche Mehrkosten von 20 % pro elektrifizierten Kilometer angenommen.

Diese vergleichsweise geringe Kostensteigerung hängt damit zusammen, dass bei einer Erhöhung der Systemspannung keine Veränderungen am Fahrleitungssystem⁶⁰ vorgenommen werden müssen. Mehrkosten entstehen lediglich an den Unterwerken sowie bei der Anbindung ans Mittelspannungsnetz. Bis 3000 V_{DC} können Standardkomponenten aus der Bahntechnik eingesetzt werden.

| | | | |
|---------------------------|-----|-----------------------------|------------------------------|
| $x \text{ MW/km}$ | $=$ | $y \text{ M€/km}$ | (niedrige Systemspannung) |
| $2 \cdot x \text{ MW/km}$ | $=$ | $1,2 \cdot y \text{ M€/km}$ | (verdoppelte Systemspannung) |
| $2 \cdot X \text{ MW}$ | $=$ | $1,2 \cdot Y \text{ M€}$ | (verdoppelte Systemspannung) |
| $X \text{ MW}$ | $=$ | $0,6 \cdot Y \text{ M€}$ | (verdoppelte Systemspannung) |

Bezogen auf die Gesamtleistung (in MW), die auf einer bestimmten Strecke installiert wird, betragen die Gesamtkosten für die Elektrifizierung dieser Strecke (in Mio. €) bei der doppelten Systemspannung somit nur ca. 60 % der Kosten, die für die Elektrifizierung der gleichen Strecke mit der gleichen installierten Gesamtleistung, aber auf dem ursprünglichen Spannungsniveau, aufzuwenden wären. Die Reduktion des M€/MW-Kostensatzes um 40 % bei Verdopplung der Systemspannung wurde im Fachworkshop als plausibel eingeschätzt (Öko-Institut e.V. 2017).

Hinweis: Es ist nicht möglich, die Kosten pro Kilometer (in M€/km) durch eine Erhöhung der Systemspannung zu reduzieren. Vielmehr stellt der Zusammenhang dar, um welchen Prozentsatz die Kosten in Bezug auf die installierte Leistung (M€/MW) geringer ausfallen, wenn die Leistungsfähigkeit der O-Infrastruktur durch Verdopplung der Systemspannung verdoppelt wird.

Mögliche Systemspannungen für das Oberleitungssystem

Den Status quo stellt ein 600 V_{DC}-System mit eingeschränktem Spannungsband dar. Dieses System ist technisch gut erprobt, es kann auf Standardkomponenten zurückgegriffen werden und kommt auch bei den derzeit durchgeführten Feldversuchen in Hessen, Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg zum Einsatz.

Mit Blick auf die zukünftigen Leistungsanforderungen an das O-Infrastruktursystem ist der Übergang zu einem Spannungssystem mit vollem Spannungsband gemäß EN 50163 erforderlich. Außerdem ist, ausgehend von der heutigen Systemspannung, perspektivisch der Übergang auf ein höheres Spannungsniveau sinnvoll. Im Folgenden werden drei denkbare Spannungsniveaus näher betrachtet:

- 600 V-System mit vollem Spannungsband (gemäß EN 50163)
- 750 V-System mit vollem Spannungsband (gemäß EN 50163)
- 1.500 V-System mit vollem Spannungsband (gemäß EN 50163)

⁶⁰ Der Querschnitt des Fahrdrachts (und ggf. der Verstärkungsleitungen) müssen nicht erhöht werden, da sich die Strombelastung (Stromstärke in Ampere) nicht verändert.

Das 600 V-System mit vollem Spannungsband eignet sich für eine Ausweitung der laufenden Feldversuche über die bisher geplante Anzahl an Fahrzeugen hinaus. Die Ausweitung des Spannungsbandes ist mit der für die Feldversuche aufgebauten O-Infrastruktur problemlos möglich. An den O-Fahrzeugen müssen hingegen kleinere Anpassungen vorgenommen werden.

Die Umstellung auf ein 750 V-System erhöht die Leistungsfähigkeit der Infrastruktur, ohne dass eine Verstärkung der Oberleitung erforderlich ist und ist für den kommerziellen Betrieb des Systems mit hohen Fahrzeugzahlen geeignet. Das höhere Spannungsniveau erfordert fahrzeugseitig nur geringfügige Anpassungen und eine Migration vom 600 V-System könnte auf Basis verfügbarer Technik erfolgen. Lokal begrenzten, hohen Leistungsbedarfen, z. B. auf Abschnitten mit besonders hoher Frequenz, einem hohem Anteil an Fahrzeugen mit Batterienachladung oder Steigungsstrecken kann perspektivisch durch eine Verstärkung der Infrastruktur in den betroffenen Abschnitten begegnet werden, ohne das Spannungsniveau weiter anheben zu müssen.

Langfristig ist auch eine Anhebung des Spannungsniveaus auf 1.500 V theoretisch denkbar. Ein solches Hochleistungssystem könnte dann die doppelte Anzahl an O-Lkw pro Autobahnkilometer mit Strom versorgen. Eine entsprechende Systemumstellung wäre jedoch mit erheblichen fahrzeugseitigen Anpassungen und damit auch Kosten verbunden. Die erforderliche Hochspannungs-Leistungselektronik stellt kein verfügbares Standardprodukt dar und müsste für die O-Lkw-Anwendung entwickelt werden. Bei der Frage nach der Höhe der Zusatzinvestitionen gehen die Einschätzungen der Experten stark auseinander, da diese insbesondere von der unterstellten Marktentwicklung und den erzielbaren Skaleneffekten abhängen. Neben den höheren fahrzeugseitigen Investitionen ist der Wechsel in den Hochvoltbereich jedoch auch mit Auswirkungen auf u.a. Standardisierungsprozesse und die Wartung der Fahrzeuge verbunden. Vor diesem Hintergrund wird die Umstellung auf ein 1.500 V-System von den beteiligten Experten als kurz- bis mittelfristig nicht sinnvoll beurteilt und im Folgenden nicht näher betrachtet. Die eingehende Analyse möglicher Spannungsniveaus unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und technischer Aspekte ist Bestandteil laufender Forschungsarbeiten im Projekt ELANO⁶¹.

In der vorliegenden Studie wird im Folgenden das 750 V-System als Vorzugsvariante den weiteren Überlegungen zu Grunde gelegt. Dieses kann aus Sicht der Autoren den mittelfristigen Leistungsanforderungen ohne Einschränkungen gerecht werden und ermöglicht eine fahrzeugseitige Umsetzung auf Basis heute verfügbarer Technik, die Markteintrittsbarrieren damit relativ gering hält.

5.5.5. Technische Ausgestaltungsmöglichkeiten des Oberleitungssystems

Annahmen zu den O-Fahrzeugen

Im Folgenden wird angenommen, dass Fernverkehrs-Lkw auf deutschen Autobahnen unter Normalbedingungen⁶² ca. 80 Kilometer pro Stunde zurücklegen können. Wenn für Oberleitungsfahrzeuge mit ausgefahrenem Stromabnehmer ein durchschnittlicher Stromverbrauch von ca. 1,5 kWh/km im Jahr 2025 angesetzt wird (vgl. Tabelle 2-9), ergibt sich mit dieser Durchschnittsgeschwindigkeit ein durchschnittlicher Leistungsbedarf von 120 kW (Dauerleistung) für die Fahrzeugtraktion. Des Weiteren wird angenommen, dass auch der Leistungsbedarf für die Nachladung der Batterie von O-BEV an der Oberleitung im Mittel nicht über 120 kW liegt (durchschnittliche Dauerleistung, zusätzlich zur Traktions-

⁶¹ Forschungsvorhaben „ELANO – Elektrisch angetriebene Nutzfahrzeuge an Oberleitungen“ im Rahmen des Förderprogramms „Erneuerbar Mobil“ des BMUB

⁶² keine größeren Beeinträchtigungen durch Baustellen, Stau etc. und keine topografischen Besonderheiten wie z. B. lange Steigungsstrecken

leistung). Diese Eckwerte werden im Folgenden für die technische Auslegung der Oberleitungsinfrastruktur und die Kostenabschätzung verschiedener Ausgestaltungsvarianten verwendet.

Tabelle 5-9: Eckwerte von O-Lkw für die technische Auslegung der Oberleitungsinfrastruktur

| Fahrzeugeigenschaften | Wert |
|-----------------------------------------------------------------|------------|
| Stromverbrauch Oberleitungsfahrzeug (Traktion) | 1,5 kWh/km |
| Durchschnittsgeschwindigkeit | 80 km/h |
| Leistungsbedarf für Traktion (Dauerleistung) | 120 kW |
| Maximaler Leistungsbezug für Batterienachladung (Dauerleistung) | 120 kW |

Quelle: Eigene Abschätzung.

Technische Ausgestaltung der O-Infrastruktur

Eine plausible und häufig in Studien betrachtete Ausgestaltungsvariante für die O-Infrastruktur geht von einer installierten Leistung von 500 kW pro Kilometer und Richtung aus:

- Diese technische Konfiguration liegt den in Wietschel et al. (2017) beschriebenen Varianten 1A und 2A zu Grunde und entspricht dem Infrastrukturkonzept, das von Siemens im Projekt ENUBA 2 (Siemens AG et al. 2016) bewertet wurde (siehe Abschnitt 5.5.6.1).
- Es können 4 Oberleitungsfahrzeuge pro Kilometer und Richtung mit Strom versorgt werden, wenn diese nur die Traktionsleistung nachfragen⁶³. Dies entspricht einem 10-Sekunden-Takt als höchstem, dauerhaft⁶⁴ möglichen Fahrzeugaufkommen.
- Inklusive Batterienachladung können 2 O-BEV pro Kilometer und Richtung versorgt werden (20-Sekunden-Takt).

Diese Ausgestaltungsvariante für die O-Infrastruktur kann als kostenoptimierte **Basiskonfiguration** betrachtet werden, die insbesondere für die Startphase des Oberleitungssystems sowie für unterdurchschnittlich bis mittelstark mit O-Fahrzeugen befahrene Autobahnen interessant ist.

Wenn die Fahrzeugzahlen im Oberleitungssystem steigen und eine doppelt so große Zahl an O-Lkw versorgt werden muss (bzw. sich der Takt gegenüber dem obigen Fall halbiert), muss auch die installierte Leistung der O-Infrastruktur auf 1 MW pro Kilometer und Richtung verdoppelt werden. Diese Leistungsklasse entspricht der in Wietschel et al. (2017) beschriebenen Variante 1B und wird im Folgenden als **Leistungskonfiguration** bezeichnet.

Das in (Siemens AG et al. 2016) vorgeschlagene Infrastrukturkonzept kann ebenfalls recht einfach auf diese Leistungsklasse gebracht werden, in dem der Unterwerksabstand halbiert wird: Zwischen 2 Unterwerke, die sich in der Basiskonfiguration beispielsweise im Abstand von 3 km befinden, kann ein weiteres Unterwerk zwischengestellt werden, so dass der Unterwerksabstand in der Leistungskonfiguration nur noch 1,5 km beträgt. Bei der installierten Leistung von 1 MW pro km und Richtung wird eine installierte Unterwerksleistung von 2 MW/km benötigt, so dass jedes Unterwerk auf eine (Dauer-) Leistung von 3 MW ausgelegt sein muss. Die Unterwerke können aber grundsätzlich für bestimmte Zeit-

⁶³ Das trifft auf alle O-HEV sowie auf O-BEV ohne Batterienachladung zu.

⁶⁴ Über kürzere Zeiträume sind auf Grund der Überlastfähigkeit des O-Systems höhere Taktfrequenzen möglich.

räume um klar definierte Werte überlastet werden, womit das O-System⁶⁵ zeitlich begrenzte Lastspitzen sehr gut abfedern kann: In der maßgeblichen Norm EN 50328 ist festgelegt, dass Unterwerke beispielsweise 2 Stunden lang mit 150 % der zulässigen Dauerleistung⁶⁶ belastet werden können.

An den Fahrdrähten ist zunächst keine Änderung gegenüber der Basiskonfiguration erforderlich, wie die folgende Überschlagsrechnung zeigt: Das in Siemens AG et al. (2016) beschriebene Kettenwerk weist eine Stromtragfähigkeit von ca. 1.500 A auf, womit im 750 V-System $1.500 \text{ A} \cdot 750 \text{ V} = 1,125 \text{ MW}$ pro Richtung übertragen werden können. Hinzu kommt eine Überlastfähigkeit von 10 - 20 % (vgl. Kießling et al. 2014), so dass die Fahrleitungen über mehrere Stunden hinweg mit ca. 1,3 MW betrieben werden können. Wird diese Leistung an bestimmten Stellen des O-Netzes regelmäßig und über längere Zeitdauern ohne Abkühlungsphasen überschritten (d.h. über mehrere Stunden am Stück von den O-Fahrzeugen nachgefragt), können an diesen Stellen Verstärkungsleitungen ergänzt werden. Auf diese Weise können räumlich begrenzte Engpässe beseitigt und die volle Leistungsfähigkeit der Leistungskonfiguration flächendeckend ausgenutzt werden.

Wenn flächendeckend und dauerhaft höhere Leistungen als 1 MW pro Kilometer und Richtung nachgefragt werden, sind verschiedene Ausgestaltungsvarianten eines **Hochleistungssystems** denkbar. Eine naheliegende Option ist die flächendeckende Nachrüstung von Verstärkungsleitungen, welche an den Masten mitgeführt werden können. Auf diese Weise kann die Stromtragfähigkeit flächendeckend bis auf ca. 2.000 A erhöht werden, was einer installierten Dauerleistung von ca. 1,5 MW je km und Richtung entspricht (zzgl. einer Überlastfähigkeit von 10 - 20 % über mehrere Stunden). Dementsprechend müssen weitere Unterwerke zugebaut werden, so dass eine installierte Unterwerks-Dauerleistung von 3 MW/km erreicht wird (zur beidseitigen Speisung der Fahrleitungen). Es wird pro elektrifizierten Autobahn-Kilometer also ein Unterwerk mit 3 MW Leistung benötigt.

Die zweite Möglichkeit, eine deutliche Leistungssteigerung der O-Infrastruktur gegenüber der Leistungskonfiguration zu erzielen, ist die Erhöhung der Systemspannung. Wenn auf ein 1.500-V-Spannungssystem umgestellt wird, verdoppelt sich die installierte Leistung gegenüber der Leistungskonfiguration auf 2 MW pro Kilometer und Richtung, ohne Änderungen am Fahrleitungssystem vornehmen zu müssen. Lediglich an den Unterwerken⁶⁷ und der Anbindung ans Mittelspannungsnetz sind Anpassungen nötig. Die Leistungssteigerung der O-Infrastruktur kann durch eine Erhöhung der Systemspannung kosteneffizienter erfolgen als durch die o.g. Möglichkeiten der Systemverstärkung (Verstärkungsleitungen, Zubau weiterer Unterwerke).

Auf die Investitionskosten pro km (bzw. pro MW) wird im folgenden Kapitel näher eingegangen. Generell ist zu bedenken, dass es sich bei den hier aufgeführten Kostensätzen jeweils um einen mittleren Wert handelt, der den Durchschnitt aller Strecken abbilden soll. Im Einzelfall sind deutlich davon abweichende Kosten möglich, da es neben den leistungs- und installationsabhängigen Kosten weitere Variablen⁶⁸ gibt, die Infrastrukturkosten beeinflussen können.

⁶⁵ in der Leistungskonfiguration ebenso wie in allen anderen Konfigurationen

⁶⁶ d.h. 4,5 MW pro Unterwerk bzw. 3 MW/km in der hier betrachteten Leistungskonfiguration

⁶⁷ z. B. etwas größere Isolationsabstände und etwas aufwändigere Schalter

⁶⁸ Dazu gehören beispielsweise baulich einfachere oder komplizierte Seitenraumausrüstungen, Anpass- und Sonderkonstruktionen an Überführungsbauwerken, Bodenverhältnisse und bereits verlegte andere Infrastrukturen.

Tabelle 5-10: Technische Ausgestaltungsmöglichkeiten für die O-Infrastruktur

| | Basis-Konfiguration | Leistungs-Konfiguration | Hochleistungs-system |
|-----------------------------------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
| Installierte Dauerleistung pro km und Richtung | 500 kW/km | 1 MW/km | 1,5 - 2 MW/km |
| Installierte Unterwerks-Dauerleistung* | 1 MW/km | 2 MW/km | 3 - 4 MW/km |
| Abstand der Unterwerke (3 MW) | 3 km | 1,5 km | 1 - 1,5 km |
| Systemspannung (Nennspannung) | 750 V _{DC} | 750 V _{DC} | 750 - 1500 V _{DC} |
| Fahrzeuganzahl** pro km und Richtung (nur Traktion) | 4 | 8 | 12 - 16 |
| Fahrzeuganzahl** pro km und Richtung (inkl. Batterienachladung) | 2 | 4 | 6 - 8 |
| Fahrzeugtakt*** pro Richtung (bei Leistungsbezug von 180 kW) | 16 s | 8 s | 5,4 - 4 s |
| Investitionskosten pro Kilometer (beide Richtungen) | 1,7 Mio. €/km | 2,6 Mio. €/km | 2,9 - 3,1 M€/km |
| Investitionskosten pro MW (beide Richtungen) | 1,7 Mio. €/MW | 1,3 Mio. €/MW | 0,77 - 0,96 M€/MW |

* Ein Unterwerk versorgt das Fahrleitungssystem in beide Richtungen.

** Maximale dauerhaft zulässige Fahrzeugzahl. Über kürzere Zeiträume kann das Oberleitungssystem auf Grund der systemimmanenten Überlastfähigkeit (gemäß EN 50328) mehr Fahrzeuge versorgen: eine 50 % höhere Fahrzeuganzahl ist beispielsweise über einen Zeitraum von bis zu 2 Stunden möglich

*** Alle ... Sekunden wird im Durchschnitt an einer ortsfesten Zählstelle ein O-Fahrzeug registriert. Über kürzere Zeiträume sind auf Grund der Überlastfähigkeit höhere Fahrzeugtakte möglich.

5.5.6. Kosten des Oberleitungssystems

Die vorliegende Studie verfolgt das Ziel, eine realistische Abschätzung der Kosten für die Oberleitungsinfrastruktur in verschiedenen Ausbauvarianten zu ermitteln.

Zu diesem Zweck wird im ersten Schritt ein Überblick über die Kostenangaben und die dahinter stehenden Annahmen in der Literatur gegeben. In einem zweiten Schritt werden diese Literaturangaben mit Informationen aus dem im Projekt durchgeführten Fachworkshop zur technischen Ausgestaltung des Oberleitungssystems gekoppelt. Im Fachworkshop wurde insbesondere der Zusammenhang zwischen der Leistungsfähigkeit der O-Infrastruktur und deren Kosten beleuchtet (Öko-Institut e.V. 2017). Der Begriff Leistungsfähigkeit steht hier für verschiedene Systemauslegungen in Bezug auf die installierte Leistung pro Kilometer und Richtung (in MW/km) und somit für die (maximale) Anzahl an Oberleitungsfahrzeugen, die pro Streckenabschnitt versorgt werden können.

5.5.6.1. Literaturangaben zu den Kosten für eine Oberleitungsinfrastruktur

Machbarkeitsstudie des BMVI zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw

Eine sehr ausführliche Kostenschätzung wurde in der Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw durchgeführt (Wietschel et al. 2017). In dieser Studie werden in einem Bottom-up-Ansatz jeweils die Kosten der einzelnen Komponenten des O-Systems bewertet. Es werden insgesamt vier Ausgestaltungsvarianten untersucht, je zwei Varianten für die Fahrzeugausgestaltung (O-HEV und O-BEV) und für die Infrastrukturausstattung:

- *Variante A*: Mindestabdeckung der Autobahnen mit Oberleitungsinfrastruktur für die Startphase des Einsatzes von O-Lkw auf einem ausgewählten Teilnetz
- *Variante B*: Notwendige Abdeckung der Autobahnen mit Oberleitungsinfrastruktur für den Vollbetrieb des gesamten Autobahnnetzes in Deutschland.

Zu jeder dieser vier Varianten werden zudem eine Best-Case- und eine Worst-Case-Betrachtung durchgeführt, um die Kostenschätzung in Bezug auf günstige bzw. ungünstige Rahmenbedingungen (z. B. Abstand vom Energieeinspeisepunkt zur Umspannstation) weiter zu differenzieren. Eine Übersicht über alle Varianten findet sich in Anhang 7.

Für die Startphase des O-Systems werden in Wietschel et al. (2017) Kosten von 1,7 Mio. €/km geschätzt. Dieser Kostensatz ist der Mittelwert aus der Best-Case- und der Worst-Case-Betrachtung und gilt für beide betrachteten Fahrzeugvarianten. Der Kostensatz bezieht sich auf die Ausstattung von einem Kilometer Autobahn mit Oberleitungsinfrastruktur in beide Fahrtrichtungen und beinhaltet alle Kosten ab dem Anschluss ans Mittelspannungsnetz. Die Kostenschätzung bezieht sich auf eine installierte Leistung von 1 MW/km (beide Richtungen) bzw. 0,5 MW pro Kilometer und Richtung. Es wird ein Unterwerksabstand von 3 km und eine maximale Leistungsabgabe von 3 MW je Unterwerk angenommen.

Ergebnisbericht zur ökonomischen und ökologischen Bewertung eines Oberleitungs-Hybrid Systems für schwere Nutzfahrzeuge im Rahmen des Förderprojekts ENUBA 2

Im Rahmen des Projekts „Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen“ (ENUBA) haben die Siemens AG und die TU Dresden ebenfalls eine sehr ausführliche Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Oberleitungssystem auf der Basis von Komponenten und Teilsystemen durchgeführt (Siemens AG und TU Dresden 2014). Im ENUBA-Bericht wird darauf hingewiesen, dass die tatsächlichen Kosten pro Kilometer von vielen Faktoren abhängen und somit mit Unsicherheiten verbunden sind, die nur über Spannbreiten abgebildet werden können. Als wichtige Einflussfaktoren werden – neben der installierten Leistung pro Kilometer bzw. der maximalen Fahrzeuganzahl pro Kilometer – topographische Anforderungen, kostenkritische Ressourcen und die Lebensdauer der Infrastruktur genannt.

Das in ENUBA 2 bewertete Infrastrukturkonzept entspricht in Bezug auf die installierte Leistung der o.g. Variante A aus der Machbarkeitsstudie des BMVI, da hier ebenfalls 1 MW/km (beide Richtungen) bzw. 0,5 MW je Kilometer und Richtung den Berechnungen zu Grunde gelegt werden. Für die Unterwerke wird angenommen, dass sie über eine Leistung von 2-3 MW verfügen und im Abstand von 2 bis 3 km installiert werden. In Bezug auf die Systemspannung geht ENUBA von einem 600 V System aus. Die Einspeisespannung am Unterwerk beträgt dabei 670 V_{DC}.

Für diese Systemauslegung wurde im Basis-Szenario ein Kostensatz von 2,2 Mio. €/km ermittelt, der als durchschnittlicher Nettopreis pro Kilometer elektrifizierter Strecke (beide Richtungen) zu interpretieren ist. In diesem Kostensatz sind neben dem Aufbau der eigentlichen Oberleitungsinfrastruktur (Unterwerke, Masten, Fahrleitungen etc.) auch die Kosten für

- den Aufbau von leit- und sicherheitstechnischen Einrichtungen (z. B. Kommunikations- und Sicherheitstechnik, Einbindung in Verkehrsmanagement- und Betriebsleitstellen),
- ggf. notwendige Ergänzungen und Umbauten am Fahrweg (z. B. Auf- oder Ausbau durchgängiger Fahrzeugrückhaltesysteme im Seitenraum) und
- Projektierung, Konstruktion, Systemauslegung, Planung und Projektmanagement

mit enthalten. Eine Aufschlüsselung des Kostensatzes bzw. die Aufteilung der durchschnittlichen Kosten auf die verschiedenen Komponenten und Teilsysteme ist in Anhang 7 angegeben.

Um den eingangs genannten Unsicherheiten Rechnung zu tragen, wird im ENUBA-Bericht ein erhöhter Nettopreis von durchschnittlich 2,6 Mio. €/km angegeben (Szenario Pro Diesel). Dieser Kostensatz enthält einen pauschalen Risikoaufschlag von 20 % und stellt somit die konservative Kostenschätzung dar.

Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“

Im Bericht des UBA (2016) werden die Kostenschätzungen zum Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur anhand verfügbarer Literaturquellen eingeordnet. Diese basieren oftmals auf Analogieschlüssen aus dem Schienenverkehr bzw. dem Betrieb von Trolley-Bussen und bewegen sich in der Spannweite von 1,1 bis 2,5 Mio. €/km. In der Studie selbst werden für die Elektrifizierung eines Autobahnkilometers in beide Richtungen durchschnittliche Kosten von 2,2 Mio. €/km ohne weitere Differenzierung nach der Leistungsfähigkeit der Infrastruktur angenommen, wobei 1,8 Mio. € für den Aufbau von Masten und Stromleitung, und 0,4 Mio. € für den Netzanschluss (inkl. Unterwerk) unterstellt werden. Bis zum Jahr 2050 wird eine Kostenminderung für den Infrastrukturaufbau von knapp 20 % angenommen.

5.5.6.2. **Kostenabschätzung für verschiedene Ausbauvarianten des Oberleitungssystems**

Dieser Abschnitt verfolgt das Ziel, die Kosten für verschiedene plausible Ausbaustände des Oberleitungssystems abzuschätzen. Gleichzeitig wird die Leistungsfähigkeit dieser Ausbauvarianten analysiert, d.h. es wird die Anzahl an O-Fahrzeugen ermittelt, die von dem jeweiligen System (maximal) mit Energie versorgt werden kann. Auf diese Weise können die (Mindest-) Infrastrukturkosten pro O-Fahrzeugnutzer berechnet werden, so dass die Kosten des O-Systems auch auf dieser Basis mit den Kosten für andere Energieversorgungsinfrastrukturen verglichen werden können (siehe Kapitel 6.2).

Als plausible Ausbauvarianten für das Oberleitungssystem werden in diesem Abschnitt ein mögliches Startnetz, ein Ausbaunetz und ein möglicher Endausbau betrachtet. Dem Startnetz liegt dabei die Basisconfiguration des Oberleitungssystems zugrunde, die im vorangegangenen Abschnitt beschrieben wurde (siehe Tabelle 5-10). Das Ausbaunetz, das die achtfache Zahl an O-Fahrzeugen versorgen kann, ist viermal so lang wie das Startnetz und basiert auf der (pro elektrifiziertem Kilometer) doppelt so leistungsfähigen Leistungskonfiguration. Der Endausbau weist eine demgegenüber nochmals verdoppelte Netzausdehnung auf. Je nach Fahrzeugdichte und nachgefragter Leistung kann dem Endausbau entweder die Leistungskonfiguration oder ein Hochleistungssystem zugrunde liegen (vgl. Tabelle 5-10).

Startnetz

Im betrachteten Startnetz wird eine Gesamtleistung von 500 MW (Dauerleistung) installiert, die sich auf insgesamt 1.000 elektrifizierte Kilometer (d.h. 500 km pro Richtung) verteilt. Damit ist das Startnetz ca. 31 mal so lang wie die drei Pilotstrecken zusammengenommen, die derzeit im Rahmen der Feldversuche in Deutschland mit Oberleitungen ausgestattet werden (vgl. Abschnitt 5.5.1). Wie bei den Feldversuchen können auch die elektrifizierten Abschnitte des Startnetzes von Lücken unterbrochen sein, so dass sich das Startnetz je nach Elektrifizierungsgrad über eine Gesamtstrecke von etwa 550 Kilometern⁶⁹ bis 1.000 Kilometern⁷⁰ pro Fahrtrichtung erstreckt.

⁶⁹ bei einem Elektrifizierungsanteil von 90 %

⁷⁰ bei einem Elektrifizierungsanteil von 50 %

Tabelle 5-11: Mögliche Ausbauzustände für ein Oberleitungssystem in Deutschland

| | Startnetz | Ausbaunetz | Endausbau |
|--------------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------|---------------------------------------------|
| Elektrifizierte Kilometer je Richtung | 500 km | 2.000 km | 4.000 km |
| Elektrifizierte Kilometer (beide Richtungen) | 1.000 km | 4.000 km | 8.000 km |
| Technische Ausgestaltung O-Infrastruktur | Basis-Konfiguration | Leistungs-Konfiguration | Leistungs-Konfiguration/Hochleistungssystem |
| Installierte Dauerleistung pro km und Richtung | 500 kW/km | 1 MW/km | 1 - 2 MW/km |
| Installierte Unterwerks-Dauerleistung* | 1 MW/km | 2 MW/km | 2 - 4 MW/km |
| Gesamte installierte Dauerleistung | 500 MW | 4 GW | 8 - 16 GW |
| <i>Fahrzeuganzahl** (O-HEV à 120 kW)</i> | 4.167 | 33.333 | 66.667 - 133.333 |
| <i>Fahrzeuganzahl** (O-Lkw à 180 kW)</i> | 2.778 | 22.222 | 44.444 - 88.889 |
| <i>Fahrzeuganzahl** (O-BEV à 240 kW)</i> | 2.083 | 16.667 | 33.333 - 66.667 |
| Fahrzeugtakt*** pro Richtung (bei Leistungsbezug von 180 kW) | 16 s | 8 s | 8 - 4 s |
| Investitionskosten pro MW (beide Richtungen) | 1,7 Mio. €/MW | 1,3 Mio. €/MW | 0,77 - 1,3 Mio. €/MW |
| Investitionskosten pro Kilometer (beide Richtungen) | 1,7 Mio. €/km | 2,6 Mio. €/km | 2,6 - 3,1 Mio. €/km |
| Gesamt-Investitionskosten | 0,85 Mrd. € | 5,1 Mrd. € | 10,2 - 12,2 Mrd. € |

* Ein Unterwerk versorgt das Fahrleitungssystem in beide Richtungen.

** Fahrzeuganzahl, die gleichzeitig und dauerhaft vom O-System versorgt werden kann (Bezug auf die installierte Dauerleistung). Über kürzere Zeiträume sind auf Grund der Überlastfähigkeit höhere Fahrzeugzahlen möglich (z. B. 150 % über 2 Stunden).

*** Alle ... Sekunden wird im Durchschnitt an einer ortsfesten Zählstelle ein O-Fahrzeug registriert. Über kürzere Zeiträume sind auf Grund der Überlastfähigkeit höhere Fahrzeugtakte möglich.

Die Investitionskosten betragen für das Startnetz ca. 850 Mio. € und beziehen sich auf ein 750 V-System. Dieser Kostenschätzung liegt ein Kostensatz von 1,7 Mio. €/km zu Grunde, der in Wietschel et al. (2017) für die dort betrachteten Varianten 1A und 2A ermittelt wurde (Mittelwert aus Best-Case- und Worst-Case-Betrachtung) und sich ebenfalls auf eine installierte Leistung von 500 kW pro Kilometer und Richtung bezieht.

Wenn die gesamte installierte Dauerleistung des Startnetzes von 500 MW vollständig ausgenutzt wird, können rechnerisch 4.167 O-Lkw gleichzeitig versorgt werden, die nur ihre Traktionsleistung von 120 kW beziehen. Dies entspricht einem durchschnittlichen Fahrzeugtakt von 10,8 Sekunden, d.h. an jeder Stelle des Startnetzes würde im Durchschnitt alle 10,8 Sekunden ein O-Fahrzeug registriert. Bei der doppelten Leistungsnachfrage pro Fahrzeug (O-BEV mit je 120 kW für Traktion und Batterienachladung) reduziert sich die Zahl auf 2.083 Fahrzeuge, die gleichzeitig über das Startnetz versorgt werden können (21,6 s-Takt). Wenn ein durchschnittlicher Leistungsbezug von 180 kW angenommen wird, können 2.778 Fahrzeuge gleichzeitig gespeist werden (16,2 s-Takt).

Diese Fahrzeugzahlen stellen eine konservative Abschätzung dar, da sie auf Basis der installierten Dauerleistung ermittelt wurden. Unter Berücksichtigung der Überlastfähigkeit der O-Infrastruktur können für begrenzte Zeiträume deutlich mehr Fahrzeuge (gleichzeitig) elektrisch versorgt werden, bei-

spielsweise die 1,5-fache⁷¹ Fahrzeugmenge über 2 Stunden. Das beschriebene Startnetz kann also für begrenzte Zeiträume eine höhere Fahrzeugdichte als den in Tabelle 5-11 angegebenen Fahrzeugtakt verkraften.

Zum Schluss stellt sich noch die Frage, wie viele Fahrzeuge das Startnetz insgesamt realistischerweise nutzen können und wie hoch somit die Infrastruktur-Investitionen pro O-Fahrzeug ausfallen. Ausgehend von

- den o.g. 2.778 O-Fahrzeugen, die bei einer mittleren Leistungsnachfrage von 180 kW dauerhaft über das Startnetz mit Strom versorgt werden können oder
- einer Anzahl von $2.083 * 1,5 = 3.125$ O-BEV (mit einer mittleren Leistungsnachfrage von 240 kW), die auf Grund der Überlastfähigkeit der O-Infrastruktur bis zu 2 Stunden lang versorgt werden können,

halten die Autoren eine Gesamtflotte von mindestens 5.000 O-Fahrzeugen für realistisch, die insgesamt (d.h. zu unterschiedlichen Zeitpunkten) auf das Startnetz zugreifen. Dies ist eine konservative Abschätzung und entspricht einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 55,6 % bzw. 62,5 % (d.h. es wird davon ausgegangen, dass sich maximal rund 60 % aller O-Fahrzeuge zur gleichen Zeit über den Pantographen mit der Oberleitung des Startnetzes verbunden sind). Diese Abschätzung setzt also voraus, dass zu jedem Zeitpunkt⁷² mindestens rund 40 % der gesamten O-Lkw-Flotte nicht auf elektrifizierten Abschnitten unterwegs sind. Diese Fahrzeuge befinden sich entweder

- in einer Elektrifizierungslücke auf einer per Lückenkonzept elektrifizierten Autobahn,
- im Vor- oder Nachlauf
 - auf einer nicht-elektrifizierten Autobahn oder
 - im nachgeordneten Straßennetz (abseits der Autobahn)
- im Stillstand, zum Beispiel
 - während einer Fahrerpause auf einem Autobahn-Rastplatz,
 - im Betriebshof der Spedition oder
 - am Zielort (z. B. Be-/Entladung der Fracht beim Kunden).

Es ist möglich und auch empfehlenswert, dass O-BEV-Fahrzeuge ihre Batterie in den Stillstandszeiten an anderen Lademöglichkeiten wie beispielsweise Schnellladesäulen aufladen (siehe auch Abschnitt zur Ladeinfrastruktur in Kapitel 4.13.4).

Für das beschriebene Startnetz wird an dieser Stelle eine Abschätzung der O-Infrastrukturkosten pro Fahrzeugnutzer vorgenommen. Für die O-Infrastruktur wird dabei eine kalkulatorische Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen. Fahrzeugseitig werden die Infrastrukturkosten auf eine Nutzungsdauer von 5 Jahren bezogen, welche in Kapitel 0 bei allen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für die O-

⁷¹ Hinweis: Die Versorgung der 1,5-fachen Fahrzeugmenge setzt nicht voraus, dass alle Fahrzeuge im gesamten Startnetz absolut gleichverteilt sind: für Zeitdauern unter 5 Minuten kann die O-Infrastruktur entsprechend der Belastungsklassen gemäß Norm EN 50328 noch stärker überlastet werden, beispielsweise zur Versorgung eines Platooning-Verbands.

⁷² Wenn kurzzeitig doch einmal mehr Fahrzeuge mit den Fahrdrähten verbunden sein sollten, kann dies ggf. durch die Überlastfähigkeit der O-Infrastruktur abgedeckt werden. Wenn dies an einigen Stellen des Startnetzes (mit überdurchschnittlichem Fahrzeugtakt) nicht mehr in vollem Umfang möglich ist, dann können die O-Fahrzeuge an diesen Stellen immerhin noch eine reduzierte Leistung beziehen. Sie müssten dann, im Falle von O-BEV, die Batterie mit einer reduzierten Leistung nachladen bzw. im Falle von O-HEV den Dieselmotor zuschalten (zumindest zeitweise). Die Funktionstüchtigkeit der O-Fahrzeuge wäre also auch in einer solchen Situation uneingeschränkt gegeben.

Fahrzeuge zu Grunde gelegt wurde. Es wird hier also die Annahme getroffen, dass die O-Infrastruktur im Zeitverlauf von 4 Fahrzeuggenerationen⁷³ genutzt werden kann.

Wie oben beschrieben stellt eine Gesamtflotte von 5.000 O-Fahrzeugen eine realistische Fahrzeugzahl dar, die regelmäßig im Startnetz unterwegs sein kann. Mit diesen Eckdaten ergibt sich für die O-Infrastrukturkosten pro Fahrzeugnutzer ein Wert von 42.500 € für den 5-Jahreszeitraum bzw. 8.500 € pro Jahr:

$$\frac{850 \text{ Mio. €}}{4 \cdot 5000 \text{ Fahrzeuge}} = 42.500 \frac{\text{€}}{\text{Fahrzeug}}$$

Alles in allem charakterisiert das Startnetz einen Ausbauzustand für das Oberleitungssystem, der frühzeitig und mit einer vergleichsweise geringen Gesamt-Investitionssumme erreicht werden kann. Ein solches Startnetz sollte jedoch rasch erweitert werden, um weitere Fahrtenpotenziale zu erschließen und die Leistungsanforderungen bei steigenden Fahrzeugzahlen im O-System erfüllen zu können.

Ausbaunetz

Das in Tabelle 5-11 aufgeführte Ausbaunetz ist mit einer installierten Gesamtleistung von 4 GW achtmal so leistungsfähig wie das Startnetz und kann somit die 8-fache Menge an O-Lkw speisen. Diese Leistungssteigerung kann erreicht werden, in dem die Gesamtlänge der mit Oberleitungen ausgestatteten Abschnitte auf 4.000 km (bzw. 2.000 elektrifizierte Kilometer pro Richtung) vervierfacht wird und gleichzeitig die installierte Dauerleistung auf 1 MW pro Kilometer und Richtung verdoppelt wird (Leistungskonfiguration).

Auf Grund der verdoppelten installierten Leistung kann im hier betrachteten Ausbaunetz die doppelte Anzahl an O-Fahrzeugen pro elektrifiziertem Kilometer versorgt werden: bezogen auf die Dauerleistung können bspw. 4 O-BEV (mit 240 kW Leistungsbezug) oder eine Kombination aus 2 O-BEV und 4 O-HEV (120 kW Traktionsleistung) pro Kilometer und Richtung unterwegs sein (vgl. Tabelle 5-10). Unter Berücksichtigung der Überlastfähigkeit der O-Infrastruktur kann bis zu 2 Stunden lang die 1,5-fache Fahrzeugmenge gespeist werden, beispielsweise also 9 O-Fahrzeuge (3 O-BEV und 6 O-HEV) pro Kilometer und Richtung, wenn die nachgefragte Leistung je zur Hälfte auf O-BEV und O-HEV entfällt. Somit ist das Ausbaunetz auch Platooning-Verbänden besser gewachsen als das Startnetz.

Der dauerhaft mögliche Fahrzeugtakt halbiert sich gegenüber dem Startnetz auf ca. 8 Sekunden (wenn die O-Fahrzeuge im Durchschnitt eine Leistung von 180 kW nachfragen) und sinkt bis auf eine Taktfrequenz von 5,4 Sekunden ab, wenn die Überlastfähigkeit des O-Systems mit berücksichtigt wird.

Das betrachtete Ausbaunetz, das auf der Leistungskonfiguration basiert, weist eine höhere Kosteneffizienz als das auf der Basiskonfiguration beruhende Startnetz auf. Der Grund dafür ist die Tatsache, dass die Installation der doppelten Leistung von 1 MW pro Kilometer und Richtung (Leistungskonfiguration) zu Kosten erfolgen kann, die deutlich unter dem Doppelten des Kilometerkostensatzes für die Basiskonfiguration liegen (vgl. Abschnitt 5.5.5). Dieser Zusammenhang ist darauf zurückzuführen, dass keine Änderungen am Fahrleitungssystem nötig sind und lediglich die Anzahl der Unterwerke verdoppelt werden muss (inkl. des Aufwands für die Netzanbindung). Auch die Systemspannung bleibt mit 750 V_{DC} (Nennspannung) unverändert.

Gemäß der in Abschnitt 5.5.4.1 dokumentierten Experteneinschätzungen wird hier davon ausgegangen, dass eine Verdopplung der installierten Leistung pro elektrifizierten Kilometer mit Mehrkosten von ca. 50 % realisiert werden kann. Der angenommene Kostensatz für die Errichtung der O-Infrastruktur

⁷³ Dies können auch 2 physische Nutzer (Speditionen) sein, wenn sie ihr O-Fahrzeug jeweils 10 Jahre lang nutzen.

des Ausbaunetzes in der Leistungskonfiguration beträgt somit ca. 2,6 Mio. € pro elektrifizierten Kilometer. Dies entspricht den Kosten, die im Projekt ENUBA 2 im Szenario „Pro Diesel“ für die Elektrifizierung von Autobahnen in Deutschland veranschlagt wurden (Siemens AG und TU Dresden 2014). Unter dieser Annahme betragen die Investitionskosten für den Aufbau des gesamten Ausbaunetzes 5,1 Mrd. €. Bei 4 GW Gesamtleistung entspricht dies Investitionskosten von 1,3 Mio. €/MW, verglichen mit 1,7 Mio. €/MW beim Startnetz.

Bezogen auf die installierte Dauerleistung von 4 GW kann das Ausbaunetz rechnerisch 22.222 O-Fahrzeuge gleichzeitig mit Strom versorgen, wenn diese im Durchschnitt 180 kW nachfragen. Es erscheint deshalb realistisch, dass 40.000 O-Fahrzeuge regelmäßig im beschriebenen Ausbaunetz unterwegs sind, wenn ein Gleichzeitigkeitsfaktor von ca. 60 % (analog zum Startnetz, s.o.) angesetzt wird. Diese Abschätzung stimmt gut mit den Ergebnissen der „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“ überein: Diese Studie kommt zu dem Schluss, dass ca. 2.000 bis 2.500 km Bundesautobahn mit Oberleitungen ausgestattet werden müssen, um eine Gesamtflotte von ca. 50.000 bis 70.000 O-Lkw versorgen zu können (Wietschel et al. 2017).

Bei einer angenommenen Anzahl von 40.000 O-Fahrzeugnutzern müssen pro Nutzer 31.875 € in die O-Infrastruktur des beschriebenen Ausbaunetzes investiert werden, wenn die gleichen Eckdaten wie für das Startnetz zu Grunde gelegt werden (5 Jahre Nutzungsdauer bei den Fahrzeugen und 20 Jahre Nutzungsdauer für die Infrastruktur). Dies entspricht 6.375 € pro Fahrzeug und Jahr (und somit 75 % der Investitionskosten, die im Startnetz pro Fahrzeug und Jahr anfallen).

Endausbau

Den in Tabelle 5-11 aufgezeigten möglichen Endausbauzuständen für das Oberleitungssystem liegt eine installierte Dauerleistung von 8 – 16 GW zu Grunde. Das ist die doppelte bis vierfache Leistung des Ausbaunetzes und entspricht ca. 10 - 20 % der Spitzenlast, die heute im Stromnetz der Bundesrepublik Deutschland auftritt. Gegenüber dem Ausbaunetz verdoppelt sich die Anzahl der elektrifizierten Kilometer auf 4.000 Kilometer pro Richtung, was ca. 30 % des gesamten Autobahnnetzes in Deutschland mit einer derzeitigen Länge von ca. 13.000 Kilometern entspricht.

Die installierte Dauerleistung pro elektrifizierten Kilometer beträgt im Endausbau 1 - 2 MW/km (je Richtung). Je nach Fahrzeugdichte und nachgefragter Leistung kann dem Endausbau entweder die Leistungskonfiguration oder ein Hochleistungssystem zugrunde liegen. Für die beidseitige Elektrifizierung eines Autobahn-Kilometers ist von einer Kostenspanne zwischen 2,6 und ca. 3,1 Mio. € auszugehen, wobei sich der untere Wert auf die Leistungskonfiguration (1 MW/km) und der obere Wert auf ein Hochleistungssystem mit 1,5 - 2 MW/km bezieht (vgl. Tabelle 5-10).

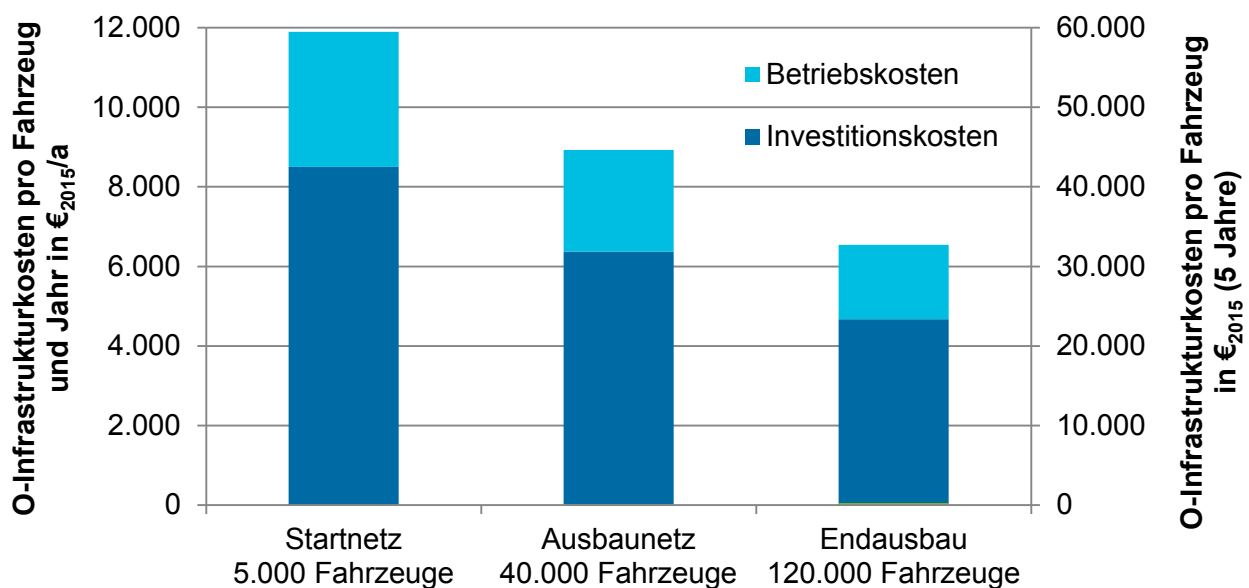
Für die Errichtung eines Endausbaunetzes mit einer Länge von 4.000 km ergibt sich, je nach realisiertem Endausbauzustand, eine Gesamt-Investitionssumme von rund 10,2 - 12,2 Mrd. €. Wird diese Summe durch die installierte Gesamtleistung geteilt, resultieren leistungsbezogene Investitionskosten in Höhe von 0,77 - 1,3 Mio. €/MW, wobei sich die untere Grenze auf ein 1.500 V_{DC}-Hochleistungssystem und die obere Grenze auf die Leistungskonfiguration bezieht. Ein Hochleistungssystem auf 750 V_{DC}-Basis mit Verstärkungsleitungen ist dem mittleren Bereich dieser Kostenspanne zuzuordnen.

Je nachdem, in welcher technischen Konfiguration das O-System realisiert wird, können im Endausbaunetz ca. 44.000 - 89.000 O-Fahrzeuge gleichzeitig mit Energie versorgt werden, wenn sie eine durchschnittliche elektrische Leistung von 180 kW pro Fahrzeug beziehen und die installierte Dauerleistung als Berechnungsgrundlage herangezogen wird. Unter Berücksichtigung der Überlastfähigkeit erhöht sich die Zahl um 50 % auf 67.000 bis 133.333 O-Fahrzeuge, die bis zu 2 Stunden lang gleichzeitig gespeist werden können.

Das Endausbaunetz ermöglicht dauerhaft Fahrzeugdichten von 6 - 12 O-Fahrzeugen pro Kilometer und Richtung (bei 180 kW Leistungsbezug), unter Einbezug der Überlastfähigkeit sind es 9 - 18 O-Fahrzeuge. Es können also auch längere Platooning-Verbände problemlos und zuverlässig mit elektrischer Energie versorgt werden.

Die Gesamtflotte an O-Fahrzeugen, die von der hier betrachteten O-Infrastruktur im Endausbau versorgt werden können, steigt gegenüber dem Ausbaunetz um das 2- bis 4-fache auf 80.000 bis 160.000 O-Lkw an. Wenn das O-System von 120.000 Fahrzeugen genutzt wird und eine Gesamtinvestitionssumme von 11,2 Mrd. € angenommen wird, resultieren Infrastrukturkosten⁷⁴ von 23.375 € pro Fahrzeugnutzer bzw. 4.675 € pro Fahrzeug und Jahr. Das entspricht ca. 73 % der Infrastrukturkosten, die pro Nutzer im Ausbaunetz anfallen.

Abbildung 5-6: Oberleitungsinfrastrukturkosten pro Fahrzeug



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

5.5.6.3. Betriebskosten des Oberleitungssystems

Als jährliche Betriebskosten werden von Siemens ca. 2 % p.a. der Investitionskosten in die O-Infrastruktur angesetzt. In diesem Wert sind die Kosten für Personal, Fremdleistungen, Miete, Material, IT/Kommunikation und Wartungsfahrzeuge berücksichtigt. Auch in der Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw wird von jährlichen Instandhaltungskosten (Wartung und Instandsetzung) in Höhe von 2 % p.a. der Investitionskosten ausgegangen (Wietschel et al. 2017).

Bezogen auf die in Abschnitt 5.5.6.2 definierten Ausbauvarianten und Auslastungsfälle des Oberleitungssystems ergeben sich bei 2 % p.a. die folgenden jährlichen Betriebskosten:

⁷⁴ bei einer Fahrzeug-Haltedauer von 5 Jahren und einer kalkulatorischen Nutzungsdauer für die O-Infrastruktur von 20 Jahren

Tabelle 5-12: Jährliche Betriebskosten des Oberleitungssystems

| | Startnetz | Ausbaunetz | Endausbau |
|---------------------------------------------------------|------------------|-------------------|------------------|
| Jährliche Betriebskosten des Oberleitungssystems | 17 Mio €/a | 102 Mio. €/a | 224 Mio. €/a |
| Betriebskosten pro Fahrzeug und Jahr (100 % Auslastung) | 3.400 €/a | 2.550 €/a | 1.870 €/a |

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (Wietschel et al. 2017).

5.5.7. Zusammenfassung

Bei der Energieversorgung via Oberleitung handelt es sich um eine etablierte Technologie, die jedoch für die Anwendung im Straßengüterfernverkehr adaptiert werden muss. Erste Feldversuche mit O-Lkw im öffentlichen Straßenraum befinden sich in der Durchführung bzw. im Aufbau.

Gegenüber den etablierten Anwendungen besteht auf Grund des Hybridantriebskonzepts bei Lkw keine zwingende Notwendigkeit einer durchgehenden Elektrifizierung und es kommen damit unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten für die O-Infrastruktur in Frage, die veränderten Rahmenbedingungen (z. B. Anzahl und Antriebskonzept der Fahrzeuge) und möglichen Restriktionen (z. B. technischen Bauwerken, Genehmigungsverfahren/Akzeptanz) Rechnung tragen können. Grundsätzlich kann zwischen einer Teilelektrifizierung, dem sogenannten Lückenkonzept, und dem Konzept einer (nahezu) kontinuierlichen Elektrifizierung unterschieden werden. Dabei ist ersteres durch lediglich abschnittsweise verfügbare Oberleitungen gekennzeichnet, während bei letzterem nur wenige kurze Abschnitte von der Elektrifizierung ausgenommen werden (z. B. aus technischen Gründen).

Das Lückenkonzept reduziert die Kosten und den Materialbedarf pro Autobahnkilometer und ermöglicht es, schwierig zu elektrifizierende Abschnitte auszunehmen. Eine kontinuierliche Elektrifizierung ist infrastrukturseitig zwar mit höheren Kosten verbunden, bietet aber die Möglichkeit auch im Falle eines Diesel-Hybridantriebs (O-HEV) einen hohen elektrischen Fahranteil zu erzielen, während beim Lückenkonzept ein batterieelektrischer Antrieb (O-BEV) notwendig ist, um auch auf den nicht-elektrifizierten Abschnitten einen elektrischen Fahrzeugbetrieb zu ermöglichen. Gleichzeitig muss die O-Infrastruktur in letzterem Fall auf eine höhere Leistung ausgelegt werden, da neben der Fahrzeugtraktion auch die Batterienachladung gewährleistet werden muss. Wenn der Elektrifizierungsanteil auf 50 % reduziert wird, muss auf den elektrifizierten Abschnitten – je nach Auslastung des O-Systems – eine bis zu doppelt so hohe Leistung pro Kilometer installiert werden.

Eine Elektrifizierung von unter 50 % ist für die Anwendung im Straßengüterfernverkehr aus mehreren Gründen ungeeignet. Zum einen würde bei O-HEV ein zu geringer elektrischer Fahranteil resultieren, um bei den üblichen Fahrleistungen im Fernverkehr einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Fahrzeuge zu ermöglichen. Zum anderen würde bei O-BEV die Batterie sehr stark beansprucht werden, wenn auf kurzen elektrifizierten Abschnitten in kurzer Zeit ausreichend Energie für längere Elektrifizierungslücken nachgeladen werden müsste. Insbesondere bei O-BEV-Varianten, die dank des O-Systems mit vergleichsweise kleinen Batterien auskommen, führt ein Elektrifizierungsgrad von unter 50 % zu hohen C-Raten (Ladeleistungen), Batteriehüben (Entladetiefen) und Vollzyklenzahlen, die für einen Regelbetrieb auf elektrifizierten Fernstraßen zu hoch erscheinen und die Lebensdauer der Batterie stark beeinträchtigen.

Mit einer zunehmenden Anzahl an O-Lkw steigen die Leistungsanforderungen an das O-Infrastruktursystem. Dem höheren Leistungsbedarf kann u.a. durch die Schließung von Lücken im O-System, der Verstärkung der Infrastruktur (Zubau von zusätzlichen Unterwerken, Verstärkungsleitungen u.a.) sowie perspektivisch auch einer Anhebung des Spannungsniveaus begegnet werden. Im

Rahmen dieser Studie wurden drei technische Ausgestaltungsmöglichkeiten (Leistungskonfigurationen) für die O-Infrastruktur analysiert, die zu verschiedenen Zeitpunkten bzw. für verschiedene Fahrzeugdichten jeweils ein Optimum darstellen könnten.

Schließlich wurden drei Ausbaustufen für das O-System (Start-, Ausbau- und Endausbaunetz) näher betrachtet, die durch eine zunehmende Netzlänge und Leistungsfähigkeit gekennzeichnet sind. Den Überlegungen liegt dabei eine Systemspannung von 750 V_{DC} zu Grunde, die aus zwei Gründen als Vorzugsvariante für den Netzaufbau empfohlen wird. Zum einen ist dieses Spannungsniveau mit der zunehmend im Pkw- und Nutzfahrzeugbereich eingesetzten Hochvolttechnik kompatibel, und zum anderen kann mit dieser Spannungsebene die Leistungsfähigkeit des O-Systems auch bei zunehmender Fahrzeuganzahl mittel- bis langfristig sichergestellt werden.

Die Dauerleistung des Netzes, dessen Streckenlänge von 500 km auf 4.000 km im Endausbau ansteigt, beträgt zu Beginn 500 MW und erreicht ja nach Endausbauzustand 8 – 16 GW, so dass die versorgbare Fahrzeuganzahl von zu Beginn 5.000 Fahrzeugen auf über 100.000 Fahrzeuge ansteigen kann. Die Gesamtkosten des Infrastruktursystems können je nach Art der Systemauslegung variieren. Für die betrachteten Netzausbaustufen ergeben sich unter den getroffenen Annahmen Investitionskosten von 0,85 Mrd. € für das Startnetz (500 km), 5,1 Mrd. € für das Ausbaunetz (2.000 km) und 10,2 bis 12,2 Mrd. € für das Endausbaunetz (4.000 km). Zusätzlich werden jährliche Betriebskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten angenommen.

Das definierte Start- und Ausbaunetz bildet die Grundlage für die anschließende Gesamtkostenbetrachtung von Fahrzeug und Energieversorgungsinfrastruktur in Kapitel 6.

6. Gesamtkosten von Fahrzeug und Infrastruktur aus Nutzerperspektive

6.1. Hintergrund und Zielstellung

Die Markteinführung von alternativen Antriebssystemen sieht sich im Straßenverkehr – sowohl im Güter- als auch im Personenverkehr – angesichts der lang anhaltenden Dominanz des Verbrennungsmotors und der damit verbundenen Ausrichtung des Verkehrssystems auf diese Technologie mit zahlreichen Herausforderungen konfrontiert. Wie auch die Analogie zur Elektromobilität im Bereich der Pkw zeigt, ist der Aufbau und die Verfügbarkeit der Energieversorgungsinfrastruktur für den Markterfolg einer alternativen Antriebstechnologie im Straßengüterverkehr von zentraler Bedeutung, um mit der etablierten Technologie und dem flächendeckenden Tankstellennetz konkurrieren zu können. Insbesondere zum Markteintritt sind zunächst Investitionen in eine grundlegende Infrastruktur notwendig, bevor eine Nutzung erfolgen kann. Die frühe Marktphase stellt sich dabei als besonders kritisch dar, da zum einen eine geringe Infrastrukturdichte die Attraktivität des alternativen Energieversorgungssystems schmälert und zum anderen eine zunächst geringe Auslastung der Infrastruktur sich negativ auf den wirtschaftlichen Betrieb der Infrastruktur auswirkt.

Nachdem in den vorausgegangenen Kapiteln die Fahrzeugtechnologie bzw. die notwendige Infrastruktur jeweils im Detail diskutiert wurde, soll in diesem Kapitel ein ganzheitlicher Blick auf das Fahrzeug-Infrastruktur-System für die unterschiedlichen Technologieoptionen erfolgen. Der Fokus liegt auf der frühen Marktphase und einem möglichen Markthochlauf (2025 bzw. ab 2030). Im Folgenden werden zwei mögliche Ausbaustände, die bereits im vorangegangenen Kapitel eingeführt wurden, und die Kosten der jeweiligen Energieversorgungsinfrastruktur betrachtet. Anschließend werden die Gesamtkosten pro Fahrzeug aus Nutzerperspektive und unter Berücksichtigung der Infrastrukturkosten im Technologievergleich dargestellt sowie mögliche monetäre Anreize und alternative Möglichkeiten der Kostenumlegung erörtert. Die in diesem Analyseschritt gewählte Zuordnung der Infrastrukturkosten auf

die Anzahl der Fahrzeuge mit entsprechendem Antrieb wurde gewählt, um einen umfassenden Technologievergleich auf Fahrzeugebene und zwischen den Antriebsalternativen zu ermöglichen. Aus dieser gewählten Zuordnung lässt sich jedoch keine generelle Empfehlung zur Refinanzierung der Infrastrukturkosten ableiten.

Der vorliegende Bericht fokussiert auf die Technologiebewertung. Daher werden betriebliche Aspekte eines Technologiewandels an dieser Stelle nicht vertieft. Diesbezüglich als auch in Bezug auf die gesamtwirtschaftliche Einordnung der Technologiepfade im Vergleich sowie die Diskussion geeigneter Anreizmechanismen wird auf die folgenden Arbeitsschritte und Publikationen im weiteren Verlauf des Projekts StratON verwiesen.

6.2. Infrastrukturkosten für zwei Ausbaustufen im Vergleich

6.2.1. Frühe Marktphase

Die oben angesprochene frühe Marktphase wird anhand einer Basis-Energieversorgungsinfrastruktur diskutiert. Für die in Tabelle 6-1 dargestellten alternativen Antriebsoptionen wird ein sogenanntes Startnetz definiert, das in der Lage ist, bis zu 5.000 Fahrzeuge mit Energie zu versorgen. Es wird in den folgenden Betrachtungen unterstellt, dass die Umsetzung der jeweiligen Versorgungsinfrastruktur bis zum Jahr 2025 realisiert werden könnte. Die technische Ausgestaltung des Startnetzes und die Annahmen der Kostenabschätzung sind für die jeweilige Energieversorgungsvariante in Kapitel 5 detailliert aufgeführt. Im Folgenden werden zwei Auslastungsfälle betrachtet: eine Vollauslastung der verfügbaren Infrastruktur mit 5.000 Fahrzeugen und eine Teilauslastung, bei der die Infrastruktur nur von der Hälfte der Fahrzeuge genutzt wird. Dieser Fall könnte beispielsweise einen früheren Zeitpunkt darstellen, wenn die Infrastruktur bereits in Betrieb ist, aber erst mit Zeitverzug Fahrzeuge mit entsprechendem Antrieb in den Markt eintreten.

Tabelle 6-1: Infrastrukturkosten für den Aufbau eines Startnetzes

| | | | LNG | H ₂ | Ladenetz | Oberleitung |
|----------------------------------------------|-------------------------|---------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Gesamte Investitionskosten Startnetz | | | 94,6 Mio. € | 286 Mio. € | 512 Mio. € | 850 Mio. € |
| Kosten pro Fahrzeug und Jahr (in €/a) | Volle Auslastung | Investitionskosten | 1.757 | 3.817 | 6.820 | 8.500 |
| | | Wartungskosten | | 573 | 1.023 | 3.400 |
| | Halbe Auslastung | Investitionskosten | | 7.634 | 13.640 | 17.000 |
| | | Wartungskosten | | 1.146 | 2.046 | 6.800 |

Die Gegenüberstellung zeigt, dass der Aufbau eines Startnetzes für die jeweilige Energieversorgungsinfrastruktur mit überschaubaren Kosten verbunden ist. Alle Startnetze können unter den getroffenen Annahmen mit Investitionskosten von jeweils unter 1 Mrd. € realisiert werden. Die zeitgleiche Umsetzung aller vier Startnetze wäre mit einem Investitionsvolumen von etwa 1,5 Mrd. € verbunden.

Bei einem Vergleich der einzelnen Energieversorgungsinfrastrukturkosten weist ein Kernnetz von LNG-Tankstellen die mit Abstand geringsten Kosten auf: nur ca. 33 % der Investitionskosten, die für

den Aufbau eines Kernnetzes an Wasserstofftankstellen für die gleiche Anzahl an Fahrzeugen erforderlich sind. Die Kosten für den Aufbau und Betrieb einer H₂-Infrastruktur sind denen einer Ladeinfrastruktur für BEV am ähnlichsten. Für die BEV-Ladeinfrastruktur wurden jedoch ca. 80 % höhere Kosten ermittelt. Darin sind allerdings keine Kosten für den Ausbau des Stromnetzes (auf Mittelspannungsebene, ggf. auch im Hochspannungsnetz) enthalten. Die Kosten der H₂-Infrastruktur umfassen Speicher- und Betankungsinfrastruktur vor Ort. Die Kosten für Bau und Betrieb der dezentralen Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung werden hingegen der Kraftstoffherstellung zugerechnet. Für das Oberleitungssystem wurden die höchsten Kosten ermittelt, diese liegen allerdings ebenfalls im dreistelligen Mio.-Euro-Bereich. Auch hier wurden keine Anpassungen im Stromnetz berücksichtigt. Im Vergleich zur stationären Stromversorgung von BEV sollten die hierfür nötigen Kosten aber geringer ausfallen, da die lokal erforderliche Anschlussleistung geringer ist und der Strombezug zeitlich und räumlich gleichmäßiger erfolgt. Insbesondere die Wartungskosten des O-System sind vor allem auf Grund der Abnutzung des Fahrdrachts deutlich höher als bei den anderen alternativen Energieversorgungsinfrastrukturen, während die Investitionskosten nur knapp doppelt so hoch liegen wie bei der BEV-Ladeinfrastruktur liegen.

6.2.2. Markthochlauf

Hier wird eine spätere Marktphase betrachtet, die als Markthochlauf der jeweiligen Antriebsalternative charakterisiert werden kann. Für den Zeithorizont ab 2030 wird eine gegenüber dem Startnetz achtmal höhere Fahrzeugzahl und eine entsprechend ertüchtigte, leistungsfähigere Energieversorgungsinfrastruktur unterstellt. Die hier betrachteten Ausbaunetze sind technisch so ausgelegt, dass sie bis zu 40.000 Fahrzeuge mit Energie versorgen können. Für Details zur Auslegung und Kostenabschätzung der jeweiligen Energieversorgungsoptionen sei wiederum auf das Kapitel 5 verwiesen. Es werden analog zur frühen Marktphase die beiden Auslastungsfälle wie oben betrachtet: Eine Vollaustattung der Infrastruktur (hier 40.000 Fahrzeuge) und eine 50 %-Auslastung (hier 20.000 Fahrzeuge).

Tabelle 6-2: Infrastrukturkosten für den Aufbau eines Ausbaunetzes

| | | | LNG | H ₂ | Ladenetz | Oberleitung |
|----------------------------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| Gesamte Investitionskosten Ausbaunetz | | | 500 Mio. € | 2,29 Mrd. € | 3,65 Mrd. € | 5,1 Mrd. € |
| Kosten pro Fahrzeug und Jahr (in €/a) | Volle Auslastung | Investitionskosten | 1.160 | 3.817 | 6.077 | 6.375 |
| | | Wartungskosten | | 573 | 912 | 2.550 |
| | Halbe Auslastung | Investitionskosten | | 7.634 | 12.153 | 12.750 |
| | | Wartungskosten | | 1.146 | 1.823 | 5.100 |

Bei der LNG- und Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur ändern sich die Kosten pro Fahrzeug nicht. Es liegt die Annahme zugrunde, dass 8-mal so viele Tankstellen errichtet werden müssen, wenn 8-mal so viele Fahrzeuge unterwegs sind. Bei der BEV-Ladeinfrastruktur wurden gegenüber dem Startnetz um 12 % geringere Kosten pro Fahrzeug ermittelt. Es wird angenommen, dass die Ladeinfrastruktur bei so vielen Fahrzeugen etwas besser ausgelastet werden kann bzw. etwas weniger „Überkapazität“ für

sogenannte Megacharger und Ladepunkte für Nachladungen vorgehalten werden müssen (siehe auch Abschnitt 5.4.4), weil sich die Fahrzeuge statistisch besser in Raum und Zeit verteilen („Gesetz der großen Zahlen“). Beim Oberleitungssystem wird davon ausgegangen, dass die Infrastrukturkosten pro Fahrzeug um 25 % sinken, wenn sich die Zahl der O-Fahrzeuge im System von 5.000 auf 40.000 erhöht. Grund hierfür ist die Annahme, dass gegenüber dem Startnetz die installierte Leistung pro Kilometer zwar verdoppelt werden muss, die dafür anfallenden Mehrkosten (pro elektrifiziertem Kilometer) aber nur ca. 50 % der Kosten für die angenommene Basis-Elektrifizierung des Startnetzes betragen. Mit 150 % der Kosten sind also 200 % an Leistung (und damit an O-Fahrzeugen) möglich. Die Infrastrukturkosten pro Fahrzeug betragen also nur 75 % der Kosten im Startnetz. Für nähere Erläuterungen zu den Hintergründen dieser Annahme sei auf den Abschnitt 5.5.6.2 verwiesen.

6.3. Gesamtkosten für zwei Ausbaustufen der Infrastruktur aus Nutzerperspektive

6.3.1. Anmerkungen zur Allokation der Infrastrukturkosten bei den verschiedenen Antriebstechnologien

Beim Vergleich der Technologieoptionen ist nicht in allen Fällen eine klare Abgrenzung zwischen Energie- und Versorgungsinfrastrukturkosten möglich. Bei den in Abschnitt 4.6 getroffenen Annahmen zu den Kraftstoffkosten von Diesel, LNG und Wasserstoff sind die Infrastrukturkosten bereits in den zugrunde gelegten Kraftstoffpreisen enthalten. Die im Folgenden ausgewiesenen Infrastrukturkosten beziehen sich im Falle von LNG und Wasserstoff auf den Aufbau und die Instandhaltung eines Tankstellennetzes (Investitions- und Wartungskosten). Bei O-Lkw und batterieelektrischen Lkw (BEV) gibt es hingegen zusätzliche Kosten für die Energieversorgungsinfrastruktur, die nicht im Strompreis enthalten sind. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Energieversorgungsinfrastrukturkosten pro Fahrzeug zu ermöglichen, werden im Folgenden die Infrastrukturkosten von LNG und Wasserstoff separat ausgewiesen (d.h. aus den Energiekosten für die zuvor definierten Ausbaustufen herausgerechnet). Die Kosten für das Oberleitungssystem bzw. die stationsbasierte Ladeinfrastruktur (bei BEV) werden, auf Basis der zuvor diskutierten Netzausbauvarianten, zusätzlich auf die einzelnen elektrischen Fahrzeuge umgelegt. Die Kosten des bestehenden Tankstellennetzes für Dieselkraftstoff werden hingegen nicht separat ausgewiesen, da es sich – in Abgrenzung zu den anderen Kraftstoffen – um kein neu zu errichtendes Versorgungsnetz handelt. Die laufenden Kosten des Tankstellenbetriebs werden auch im Folgenden als Bestandteil des Dieselpreises abgebildet.

Bei **LNG-Fahrzeugen** werden die in Tabelle 6-1 und Tabelle 6-2 aufgeführten Investitions- und Wartungskosten als Infrastrukturkosten ausgewiesen. Diese Kosten entsprechen – gemäß den angenommenen Fahrzeugenergieverbräuchen – $0,55 \text{ ct}_{2015}/\text{kWh}_{\text{LNG}}$ im Jahr 2025 bzw. $0,41 \text{ ct}_{2015}/\text{kWh}_{\text{LNG}}$ im Jahr 2030 und waren in Abschnitt 4.6 Teil der Energiekosten (des Kraftstoffpreises). Zum Vergleich: Auf den LNG-Transport per Lkw von den LNG-Terminals (Häfen) zur Tankstelle entfallen gemäß Bünge et al. (2016) $1,1 \text{ ct}_{2015}/\text{kWh}_{\text{LNG}}$. Diese Kosten sind in Abbildung 6-1 in der Kostenposition *Kraftstoffproduktion und -verteilung* enthalten.

Bei Brennstoffzellen-, Oberleitungs- und BEV-Fahrzeugen werden in diesem Abschnitt zwei mögliche Fälle für die Infrastrukturauslastung unterschieden. Dieses Vorgehen begründet sich durch die, im Vergleich zu Diesel und LNG, deutlich höheren Kosten pro Fahrzeug für den Aufbau und die Wartung der jeweils benötigten Energieversorgungsinfrastruktur.

Für **Brennstoffzellen-Fahrzeuge** werden deshalb in Abbildung 6-1 die Infrastrukturkosten jeweils für eine voll und eine halb ausgelastete Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur dargestellt und entsprechen der Summe der in Tabelle 6-1 und Tabelle 6-2 aufgeführten Investitions- und Wartungskosten. Die volle Auslastung entspricht dabei der in Kapitel 5 beschriebenen Wasserstoff-Infrastruktur (vgl. Tabelle

5-4). Ebenfalls sind die Infrastrukturkosten der vollen Auslastung in Abschnitt 4.6 in den angenommenen Kosten für Wasserstoff enthalten.

Wenn die Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur nur halb so hoch ausgelastet ist, d.h. die gleiche Tankstellenzahl nur von der Hälfte der Fahrzeuge genutzt wird, verdoppeln sich die Infrastrukturkosten pro Fahrzeug. In diesem Fall entstehen also zusätzliche Infrastrukturkosten, welche die Technologiekosten pro Fahrzeug entsprechend erhöhen.

- Es wird davon ausgegangen, dass die Kosten für die Wasserstoff-Infrastruktur, bezogen auf den Energieabsatz, im Zeitraum von 2025 und 2035 (dem letzten Nutzungsjahr eines 2030 angeschafften Fahrzeugs) konstant bleiben. Höhere Fahrzeugzahlen führen deshalb nicht zu sinkenden Infrastrukturkosten pro Fahrzeug.
- Dennoch wird von sinkenden Infrastrukturkosten pro Fahrzeug ausgegangen, weil sich der Fahrzeugenergieverbrauch verringert und somit weniger Tankstellenkapazität⁷⁵ pro Fahrzeug vorgehalten werden muss.

Bei **Oberleitungs-Fahrzeugen** werden im Folgenden die Kosten des Startnetzes dem Betrachtungsjahr 2025 und die Kosten des Ausbaunetzes dem Jahr 2030 zugeordnet. Gemäß Tabelle 6-1 betragen die Infrastrukturkosten für das Startnetzes im Fall der vollen Auslastung $8.500 \text{ €}_{2015} + 3.400 \text{ €}_{2015} = 11.900 \text{ €}_{2015}$ pro Fahrzeug und Jahr bzw. 59.500 €_{2015} über eine Fahrzeugnutzungsdauer von 5 Jahren. Dies ist ein Durchschnittswert, der sich auf eine Oberleitungs-Lkw-Flotte aus 50 % O-HEV und 50 % O-BEV bzw. auf einen mittleren Leistungsbezug von 180 kW pro Oberleitungs-Fahrzeug bezieht (vgl. Abschnitt 5.5.6.2).

Analog zum Vorgehen bei den anderen Antriebstechnologien sollen die Infrastrukturkosten für Errichtung und Wartung des Oberleitungssystems im Folgenden jedoch auf Basis des konkreten Energieverbrauchs auf die verschiedenen Oberleitungs-Fahrzeugtypen umgelegt werden. Deshalb werden allen O-BEV – für die ein durchschnittlicher Strombezug von 240 kW für Traktion und Batterienachladung angenommen wird – doppelt so hohe Infrastrukturkosten (knapp 80.000 €_{2015} im Fall des voll ausgelasteten Startnetzes) zugeordnet wie den O-HEV, welche im Durchschnitt nur 120 kW für die Fahrzeugtraktion aus der Oberleitung beziehen.

Im Jahr 2030 fallen die Infrastrukturkosten pro Fahrzeug generell (d.h. für beide Fahrzeugtypen und beide Auslastungsfälle) um 25 % niedriger aus, weil für dieses Betrachtungsjahr die Kosten des Ausbaunetzes zugrunde gelegt werden.

Bei den **rein batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV)** werden die in Abschnitt 5.4 beschriebenen Kosten für Aufbau und Wartung einer Ladeinfrastruktur für BEV 800 herangezogen. Diese sind im Fall des voll ausgelasteten Startnetzes mit ca. 39.000 €_{2015} pro Fahrzeug im Jahr 2025 sehr ähnlich zu den Infrastrukturkosten von O-HEV. Im Ausbaunetz sinken die Infrastrukturkosten um ca. 11 % auf knapp 35.000 €_{2015} pro BEV 800 (bei voller Infrastrukturauslastung).

6.3.2. Ergebnis des Gesamtkostenvergleichs aus Nutzerperspektive

In Abbildung 6-1 sind die gesamten Kosten pro Fahrzeug aus Nutzerperspektive dargestellt, inklusive der Kosten für die jeweils benötigte Energieversorgungsinfrastruktur. Verglichen werden die Gesamtkosten für die beiden Bezugsjahre 2025 und 2030. Dabei wird dem Jahr 2025 das zuvor definierte Startnetz (siehe Tabelle 6-1) und dem Jahr 2030 das Ausbaunetz zugeordnet (siehe Tabelle 6-2). Für

⁷⁵ In Bezug auf die abgesetzte Energiemenge, welche proportional zur Anzahl der Tankvorgänge und somit auch zur Tankstellenzahl ist.

beide Betrachtungsjahre bzw. Infrastruktur-Ausbauzustände sind die Infrastrukturkosten jeweils für eine volle und die halbe Auslastung der Infrastruktur dargestellt und auf die in Betrieb befindlichen Fahrzeuge mit entsprechendem Antrieb umgelegt. Für die Technologiekosten der Fahrzeuge sind (zu beiden Bezugsjahren) jeweils die Baseline-Annahmen (analog zu Kapitel 4) zu Grunde gelegt. Die Infrastrukturkosten pro Fahrzeug im Betrachtungszeitraum von 5 Jahren sind in Tabelle 6-3 für die betrachteten Ausbau- und Auslastungszustände zusammengefasst.

Tabelle 6-3: Kosten der Energieversorgungsinfrastruktur pro Fahrzeug bei 5 Jahren Nutzungsdauer

| | | Einheit | LNG | FCEV | O-HEV | O-BEV | BEV 800 |
|--------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------|-------|--------|--------|---------|---------|
| Startnetz 2025 | Volle Auslastung (5.000 Fahrzeuge) | € ₂₀₁₅ /Fahrzeug | 8.787 | 21.946 | 39.667 | 79.333 | 39.215 |
| | Halbe Auslastung (2.500 Fahrzeuge) | € ₂₀₁₅ /Fahrzeug | | 43.892 | 79.333 | 158.667 | 78.430 |
| Ausbaunetz 2030 | Volle Auslastung (40.000 Fahrzeuge) | € ₂₀₁₅ /Fahrzeug | 5.800 | 19.942 | 29.750 | 59.500 | 34.941 |
| | Halbe Auslastung (20.000 Fahrzeuge) | € ₂₀₁₅ /Fahrzeug | | 39.884 | 59.500 | 119.000 | 69.882 |

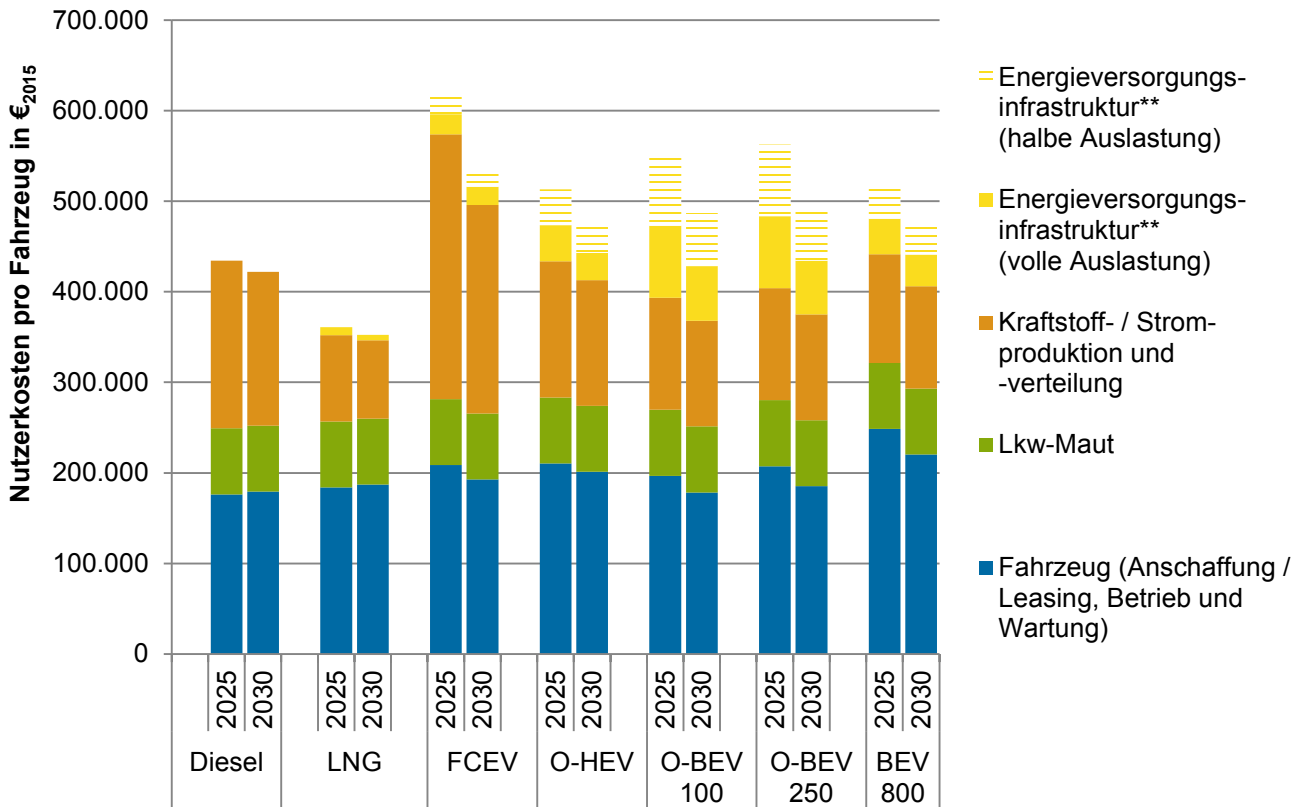
Wie die in Abbildung 6-1 dargestellten Gesamtkosten zeigen, stellen die Infrastrukturkosten pro Fahrzeug in der frühen Marktphase bei allen Alternativtechnologien, außer LNG, relevante Zusatzkosten dar. Die höchsten Kosten pro Fahrzeug sind mit der elektrischen Energieversorgungsinfrastruktur verbunden, die geringsten Kosten fallen bei Dieselmotoren und LNG an, da das Versorgungsnetz bereits verfügbar ist bzw. kostengünstig erweitert werden kann. Die Verteilungskosten von LNG sind im Energiepreis berücksichtigt. Die verhältnismäßig geringen Kosten bei der Wasserstoffinfrastruktur begründen sich damit, dass die Herstellung und Verteilung ebenfalls im Energiepreis beinhaltet ist und nur die lokale Speicherung und Tankvorrichtung als Infrastrukturkosten ausgewiesen sind.

Die dargestellte Variation der Infrastrukturauslastung (volle und halbe Auslastung) veranschaulicht deren hohe Bedeutung für den wirtschaftlichen Betrieb des Fahrzeugs. Bei einer hohen Auslastung der Versorgungsinfrastruktur bewegt sich der Anteil der Infrastrukturkosten von O-Lkw, je nach Konfiguration und Jahr, im Bereich von 7 bis 17 % der Gesamtkosten. Bei halber Auslastung verdoppelt sich der Wert. In diesem Kontext interessant ist, dass die Lkw-Maut sich in einer ähnlichen Größenordnung wie die Infrastrukturkosten bewegt (bei O-BEV für den Fall einer Vollaustattung, bei O-HEV für den Fall der halben Auslastung des Netzes).

Würden, wie in Abbildung 6-1 dargestellt, die Infrastrukturkosten auf die Fahrzeuge mit dem jeweiligen Antrieb umgelegt, könnte keine der elektrischen Fahrzeugvarianten im Betrachtungszeitraum eine Wirtschaftlichkeit im Zeitraum von 5 Jahren unter den Baseline-Bedingungen erreichen. Die Zusatzkosten gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug bewegen sich für die elektrischen Fahrzeugvarianten bei hoher Infrastrukturauslastung im Bereich von 1 bis 11 %. Bei halber Infrastrukturauslastung steigt der Kostennachteil auf 12 bis 30 %. Brennstoffzellenfahrzeuge weisen auch unter Einbezug der Infrastrukturkosten die höchsten Zusatzkosten in Höhe von 22 bis 42 % – je nach Jahr und Auslastungsgrad – auf. LNG-Fahrzeuge haben auch in dieser Betrachtung als einzige Technologievariante einen Kostenvorteil im Vergleich zu Diesel-Lkw in Höhe von 17 %.

Die Ergebnisse sind jedoch vor dem Hintergrund einzuordnen, dass die elektrischen Antriebsvarianten bis zum Jahr 2030 die höchste Minderung der Treibhausgasemissionen erzielen, ohne dass dieser Umweltvorteil in den unterstellten Baseline-Rahmenbedingungen monetär explizit honoriert wird. Die Kostenannahmen von LNG und Dieselmotoren beziehen sich auf fossile Quellen und resultieren in einem entsprechend höheren Emissionsniveau (vgl. Kapitel 3).

Abbildung 6-1: Nutzerkosten pro Fahrzeug inkl. der Kosten für die Energieversorgungsinfrastruktur*



* Baseline-Annahmen, 5 Jahre Fahrzeugnutzungsdauer

** LNG-, Wasserstofftankstelle, Oberleitungssystem bzw. stationsbasierte Ladeinfrastruktur

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Würden die betrachteten alternativen Antriebsvarianten von der Lkw-Maut befreit und müssten gleichzeitig aber entsprechend der oben getroffenen Annahmen die Infrastrukturkosten vollständig finanzieren, so würden alle elektrischen Antriebsvarianten, außer Brennstoffzellenfahrzeuge, im Jahr 2025 bei Vollausslastung des Startnetzes die Wirtschaftlichkeitsschwelle deutlich überschreiten. Im Jahr 2030 wäre auch bereits bei einer halben Auslastung des Ausbaunetzes – und damit einem höheren Finanzierungsbeitrag pro Fahrzeug – ein wirtschaftlicher Betrieb gegeben. Würden die Kosten der Oberleitungsinfrastruktur in der Ausbaunetz-Variante auf alle (mautpflichtigen) Lkw im Güterfernverkehr umgelegt und als Mautaufschlag berücksichtigt, so würde sich der Mautsatz für alle Nutzer mautpflichtiger Straßen um durchschnittlich 6 % erhöhen⁷⁶. Für diesen Fall der gleichmäßigen Umlegung der Infrastrukturkosten könnten O-Lkw, wie in Kapitel 4 diskutiert, bereits im Jahr 2025 die Wirtschaftlichkeit erreichen.

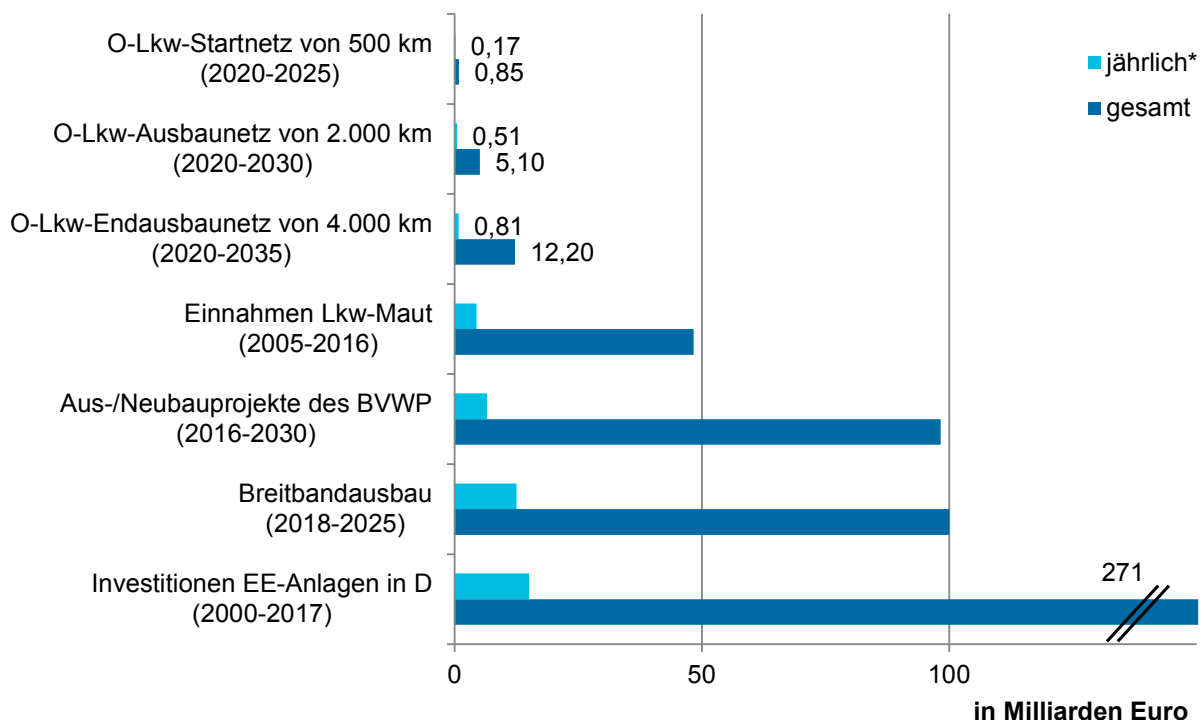
⁷⁶ Annahmen: Gesamtkosten für Aufbau und Wartung des O-Ausbaunetzes von 7,1 Mrd. €, Nutzungsdauer und Refinanzierung der Infrastruktur über 20 Jahre, durchschnittliche jährliche Mauteinnahmen (ohne O-Aufschlag) von 6 Mrd. Euro.

6.3.3. Einordnung der Investitionskosten für den Aufbau eines Oberleitungsnetzes

Aus den vorangegangenen Analysen geht die besondere Bedeutung der Energieversorgungsinfrastruktur für den Erfolg von alternativen Antriebssystemen im Straßengüterfernverkehr hervor. Eine Umlegung der Infrastrukturkosten auf die damit versorgten Fahrzeuge würde in einer frühen Marktphase deren wirtschaftlichen Betrieb erheblich erschweren und eine zusätzliche Markteintrittshürde darstellen.

Vor diesem Hintergrund kann der in Abbildung 6-2 gegebene Vergleich der Investitionskosten für unterschiedliche Ausbaustufen am Beispiel des Oberleitungsnetzes in Bezug auf andere Investitionsvorhaben bzw. verkehrsbezogene Einnahmen eine hilfreiche Einordnung liefern. Dargestellt sind die Gesamtinvestitionskosten für die zuvor eingeführten möglichen 3 Netzausbaustadien (inkl. eines möglichen Endausbaunetzes, siehe Kapitel 5.5). Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen zu den jeweiligen Umsetzungszeiträumen sind zudem die mittleren jährlichen Investitionssummen für den Aufbau des Netzes dargestellt. Für die Vergleichsvorhaben sind die Gesamtinvestitionen bzw. -einnahmen für den jeweils angegebenen Betrachtungszeitraum sowie die sich daraus ableitenden mittleren jährlichen Summen dargestellt.

Abbildung 6-2: Investitionskosten für den Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur im Kontext von Lkw-Mauteinnahmen und Investitionen in andere Infrastrukturvorhaben



*durchschnittliche jährliche Maut-Einnahmen bzw. Infrastrukturinvestitionen im angegebenen Zeitraum

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Im ambitioniertesten Falle einer Realisierung des Endausbaunetzes bis zum Jahr 2030 wären jährliche mittlere Investitionen von etwa 810 Mio. € für den Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur verbunden. Dies entspricht weniger als 20 % der durchschnittlichen jährlichen Lkw-Mauteinnahmen der vergangenen Jahre. Allein durch die seit Juli 2018 gültige Mautausweitung wird mit einer Erhöhung der jährlichen Mauteinnahmen von über 2 Mrd. € gerechnet (VerkehrsRundschau 2016). Im Vergleich zu anderen wichtigen Infrastrukturvorhaben, wie dem Aus- und Neubau von Verkehrswegen, dem Breitband-

ausbau und der Investition in EE-Anlagen bewegt sich die Umsetzung des O-Endausbaunetzes in Bezug auf das mittlere jährliche Investitionsvolumen im einstelligen Prozentbereich. Bezogen auf die Projekte des Bundesverkehrswegeplans in Höhe von insgesamt 269,6 Mrd. €, die bis zum Jahr 2030 umgesetzt werden sollen (BMVI 2016a), entspricht die Realisierung des O-Endausbaunetzes Investitionen von etwa 4,5 % des BVWP-Gesamtvolumens.

6.4. Zusammenfassung und Ausblick

Wie bereits einleitend erwähnt, lässt sich aus der hier gewählten gesamthaften Betrachtung von Fahrzeug- und Infrastrukturkosten aus Nutzerperspektive keine Empfehlung zur Umlegung der Infrastrukturkosten ableiten. Es lassen sich daran jedoch gut Zusammenhänge und mögliche Ansätze für zukünftige Handlungsoptionen und mögliche Anreize aufzeigen.

So zeigen die Analysen klar, dass eine vollständige Umlegung der Infrastrukturkosten auf die jeweiligen Fahrzeuge in der frühen Marktphase unter den getroffenen Baseline-Rahmenbedingungen einen wirtschaftlichen Betrieb von alternativ betriebenen Lkw verhindert. Lediglich LNG-Fahrzeuge könnten im Vergleich zu Dieselfahrzeugen unter diesen Umständen wirtschaftlich betrieben werden. Brennstoffzellenfahrzeuge sind am weitesten von der Wirtschaftlichkeitsschwelle entfernt. Andererseits stellen die Infrastrukturkosten auch bei einer solch ungünstigen Allokation – je nach Infrastrukturauslastung – lediglich 10 % bis 20 % der Gesamtkosten aus Nutzerperspektive dar. Durch die Befreiung von der Lkw-Maut, die sich beispielsweise mit den geringeren Treibhausgasemissionen begründen ließe und aktuell für Lkw mit elektrischem Antrieb diskutiert wird, könnte dieser Nachteil – zumindest bei hoher Infrastrukturauslastung – kompensiert werden. Eine alternative Umlegung der Infrastrukturkosten auf alle Marktteilnehmer z. B. durch eine Infrastrukturkomponente der Lkw-Maut würde nur mit einem moderaten Anstieg der Kilometerkosten verbunden sein. Auch haben die Sensitivitätsbetrachtungen in Abschnitt 4.10.2 gezeigt, dass bereits ein moderat höherer Dieselpreis, die Wirtschaftlichkeit alternativer Antriebsoptionen deutlich verbessert und somit ebenfalls die Zusatzkosten durch die Infrastrukturfinanzierung relativieren könnte.

Der Blick auf die erforderlichen Gesamtinvestitionen für den Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur zeigt zugleich, dass sich die Kosten im Vergleich zu anderen Investitionsvorhaben im Verkehrssektor oder zu anderen Zukunftstechnologien als moderat darstellen. Der Aufbau der Infrastruktur für die betrachteten weiteren Energieversorgungsoptionen ist mit teilweise deutlich geringeren Investitionen verbunden. Vor diesem Hintergrund erscheint es durchaus denkbar, dass in einer frühen Marktphase auch ein Basisnetz für mehrere Energieversorgungsinfrastrukturen für Fernverkehrs-Lkw parallel realisiert wird, ohne dass ein unverhältnismäßig hohes Investitionsrisiko besteht. Damit könnte auch dem Umstand Rechnung getragen werden, dass sich Synergien zwischen den betrachteten Infrastrukturen andeuten und eine frühzeitige Konkurrenzsituation oder Technologiefestlegung verhindert würde. So sind beispielsweise unterschiedliche Hybridisierungskonzepte für O-Lkw mit einem LNG-Motor, einer Traktionsbatterie oder einer Brennstoffzelle zur Reichweitenverlängerung denkbar. Zudem können O-Lkw und rein batterieelektrische Lkw teilweise die gleiche stationsbasierte Ladeinfrastruktur nutzen.

Die angestellten Wirtschaftlichkeitsanalysen konnten aufzeigen, ob alternative Antriebsvarianten in Zukunft unter weitestgehend unveränderten Rahmenbedingungen aus Nutzerperspektive konkurrenzfähig sein können. Angesichts der gesellschaftlichen Herausforderung einer weitgehenden Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs bis zur Mitte des Jahrhunderts sind jedoch darüber hinausgehende Analysen notwendig, die die volkswirtschaftlichen Kosten der verschiedenen Antriebsoptionen vor dieser Zielstellung betrachten und weitere Markteintrittsbarrieren für alternative Antriebskonzepte in den Blick nehmen. So wurde in ersten Studien wie z. B. UBA (2016) aufgezeigt, dass bei einem längeren Betrachtungszeitraum bis 2050 und unter der Maßgabe einer vollständigen Dekarbonisierung des Verkehrs der Anteil der Infrastrukturkosten im Vergleich zu den Energie- und Fahrzeugkosten bei den be-

trachteten Antriebs- und Energieversorgungsoptionen von geringer Bedeutung ist und sich gegenüber den hier angestellten Betrachtungen weiter relativiert. Zudem verändert sich der Wirtschaftlichkeitsvergleich der Antriebsvarianten, wenn alle Optionen an der Maßgabe einer gleich hohen Treibhausgasminderung gemessen werden.

Im weiteren Verlauf des Forschungsvorhabens StratON wird daher, ausgehend von den hier dargestellten Erkenntnissen, im Rahmen von Szenarioanalysen eine „systemische Perspektive“ eingenommen, die mögliche Optionen im Straßengüterverkehr – mit Fokus auf O-Lkw – hinsichtlich der Gesamtkosten einer Dekarbonisierung betrachtet und einen größeren Zeitraum als die typische Nutzungsdauer eines Fern-Lkw in den Blick nimmt. Zudem werden bei der Ableitung von Markthochlauf-szenarien neben der TCO-Betrachtung als zentralem Entscheidungsparameter für die Praxis auch weitere, nicht monetäre Einflussgrößen berücksichtigt. So stellen beispielsweise die Einsatzflexibilität der Fahrzeuge in Abhängigkeit von der Netzentwicklung, mögliche Veränderungen im Logistikmarkt und neue Geschäftsmodelle sowie die Ausgestaltung der regulatorischen und fiskalischen Rahmenbedingungen weitere wichtige Einflussgrößen dar, die in den vorliegenden Analysen nicht im Fokus standen.

7. Literaturverzeichnis

- Adolf, Jörg; Balzer, Christoph; Louis, Jurgen; Schabla, Uwe; Fishedick, Manfred; Arnold, Karin et al. (2017): Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂. Shell Deutschland; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Hamburg.
- Albrecht, Uwe; Bünger, Ulrich; Michalski, Jan; Weindorf, Werner; Zerhusen, Jan; Borggreffe, Frieder et al. (2016): Kommerzialisierung der Wasserstoff-Technologie in Baden-Württemberg. Randbedingungen und Perspektiven. Hg. v. e-mobil BW - Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg. Stuttgart.
- Alfen Consult GmbH; AVISO GmbH; Institut für Verkehrswissenschaft, Westfälische Wilhelms-Universität Münster (2014): 1. Ergänzung zum Wegekostengutachten 2013-2017. Mautsatzberechnung als Grundlage für den „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundesfernstraßenmautgesetzes“. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/Strasse/wegekostengutachten-2013-2017-ergaenzungsberechnung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 02.08.2016.
- Altenburg, Sven; auf der Mauer, Alex; Labinsky, Alexander; Eckert, Stefan; Faltenbacher, Michael; Reuter, Benjamin (2017): Nullemissionsnutzfahrzeuge. Vom ökologischen Hoffnungsträger zur ökonomischen Alternative. Hg. v. e-mobil BW - Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg GmbH. thinkstep AG; Prognos AG, zuletzt geprüft am 10.07.2018.
- BDEW (2017a): BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017. Haushalte und Industrie. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Berlin.
- BDEW (2017b): Erdgas. Zahlen, Daten, Fakten. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Berlin.
- Biesenack, Hartmut; George, Gerhard.; Hofmann, Gerhard; Schmieder, Axel; Braun, Erich; Gribert, Karl-Heinz et al. (2006): Energieversorgung elektrischer Bahnen. Mit 96 Tabellen. 1. Aufl. Wiesbaden: Teubner (Lehrbuch).
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, zuletzt geprüft am 12.09.2017.
- BMVI (2016a): Bundesverkehrswegeplan 2030. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Online verfügbar unter http://f-cdn-o-002.i.farm.core.cdn.streamfarm.net/18004initag/ondemand/3706initag/bmvi/bvwp2030/konzeption/20160803_bvwp_2030.pdf, zuletzt geprüft am 08.08.2016.
- BMVI (2016b): Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur Referat G20 - Energie und Klimaschutz. Berlin.
- BMVI (2018a): Kabinett verabschiedet 5. Bundesfernstraßenmautgesetz. Pressemitteilung 033/2018. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Online verfügbar un-

- ter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2018/033-scheuer-lkw-maut.html>, zuletzt geprüft am 04.07.2018.
- BMVI (2018b): Lkw-Maut. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Online verfügbar unter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/StV/Infrastrukturabgabe/lkw-maut.html?nn=12830>, zuletzt geprüft am 04.07.2018.
- BNetzA; BKartA (2017): Monitoringbericht 2017. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- BReg (2015): Projektionsbericht der Bundesregierung 2015. Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS). Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2015/>.
- Bünger, Ulrich; Landinger, Hubert; Weindorf, Werner; Wurster, Reinhold; Zerhusen, Jan; Zittel, Werner (2016): Vergleich von CNG und LNG zum Einsatz in Lkw im Fernverkehr Abschlussbericht. Eine Expertise für die Open Grid Europe GmbH. Hg. v. Ludwig Bölkow Systemtechnik. LBST.
- CEP (2018): FAQ - Wesentliche Fragen und Antworten auf einen Blick. Clean Energy Partnership. Online verfügbar unter <https://cleanenergypartnership.de/faq/wasserstoffinfrastruktur/>, zuletzt geprüft am 17.04.18.
- Delgado, Oscar; Rodríguez, Felipe; Muncrief, Rachel (2017): Fuel efficiency technology in European heavy-duty vehicles: Baseline and potential for the 2020–2030 timeframe. International Council on Clean Transportation (ICCT). Berlin (White Paper). Online verfügbar unter http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU-HDV-Tech-Potential_ICCT-white-paper_14072017_vF.pdf.
- destatis (2017): Verbraucherpreise. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen/_VerbraucherpreiseKategorien.html.
- Deutscher Bundestag (12.07.2011): Gesetz über die Erhebung von streckenbezogenen Gebühren für die Benutzung von Bundesautobahnen und Bundesstraßen (Bundesfernstraßenmautgesetz). BFStrMG, vom 27.03.2017. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/bfstrmg/BFStrMG.pdf>, zuletzt geprüft am 04.07.2018.
- DLR (2015): Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung. Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Unter Mitarbeit von ifeu, LBST und DBFZ. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Berlin.
- Dobrota, Dorde; Lalic, Branko; Komar, Ivan (2013): Problem of Boil-off in LNG Supply Chain. In: *Transactions on Maritime Science* (2), S. 91–100.
- Dünnebeil, Frank; Reinhard, Carsten; Lambrecht, Udo; Kies, Antonius; Hausberger, Stefan; Rexeis, Martin (2015): Zukünftige Maßnahmen zur Kraftstoffeinsparung und Treibhausgasmin- derung bei schweren Nutzfahrzeugen. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Institut für Energie- und

- Umweltforschung (IFEU). Dessau-Roßlau (TEXTE 32/2015). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/zukuenftige-massnahmen-zur-kraftstoffeinsparung>.
- ecomento UG (2017): "FastCharge": Elektroauto-Schnellladen "an den Grenzen des Machbaren". Online verfügbar unter <https://ecomento.de/2017/12/06/fastcharge-elektroauto-schnellladen-an-den-grenzen-des-machbaren/>, zuletzt geprüft am 10.07.2018.
- Edwards, Robert; Larivé, Jean-Francois; Rickeard, David; Weindorf, Werner (2014): Well-to-Tank Report Version 4.a. JEC Well-to-Wheels Analysis. Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Joint Research Centre (JRC); CONCAWE; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST). Ispra (JRC Technical Reports).
- Eichseder, Helmut; Klell, Manfred (2012): Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.
- Elektroauto-News.net (Hg.) (2017): Welche Batterien BMW und Jaguar für ihre Elektroautos einsetzen, um Tesla-Reichweiten zu schaffen | Elektroauto-News.net. Online verfügbar unter <https://www.elektroauto-news.net/elektroautos/welche-batterien-bmw-jaguar-einsetzen>, zuletzt geprüft am 04.07.2018.
- Emmer, C. (2011): Evolving LNG Fueling System Designs to Meet New Market Realities. Chart Distribution and Storage Systems.
- Europäische Kommission (Hg.) (2011): Smarter energy taxation for the EU: proposal for a revision of the Energy Taxation Directive. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council and the European Economic and Social Committee. COM(2011) 168/3. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/docs/body/com_2011_168_en.pdf, zuletzt geprüft am 18.07.2017.
- European Commission (22.10.2014): DIRECTIVE 2014/94/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure. AFID, S. 1–20.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2017): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2016. Gülzow-Prüzen.
- Fastned (2018): Fastned stellt die neue Generation der Schnellladestation vor. Online verfügbar unter <https://fastned.nl/de/blog/beitrag/fastned-onthult-nieuwe-generatie-snelaadstations>, zuletzt geprüft am 10.07.2018.
- Fuel Cell Power (2017): Ballard fuel cells for buses, trucks and power management. Ballard to power fuel cell tram-buses with Van Hool in Pau, France. Online verfügbar unter <https://fuelcellpower.wordpress.com/2017/11/20/ballard-fuel-cells-for-buses-trucks-and-power-management-2/>, zuletzt geprüft am 04.07.18.
- Gnann, Till; Wietschel, Martin; Kühn, André; Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Plötz, Patrick et al. (2017): Teilstudie „Brennstoffzellen-Lkw: kritische Entwicklungshemmnisse, Forschungsbedarf und Marktpotential“. Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Transport Consult. Karlsruhe.
- Helander, Erik; Gunnarsson, Linda (2015): How to Handle Boil-off Gases from LNG Trucks. Master thesis project. LIU-IEI-TEK-A--15/02235—SE. Linköping University, Linköping. Institute of Technology.

- Hohensee, Matthias (2018): Elektro-Lkw Freightliner: Daimlers Brummis ohne Brummen. Hg. v. Wirtschaftswoche Online. Online verfügbar unter <https://www.wiwo.de/unternehmen/auto/elektro-lkw-freightliner-daimlers-brummis-ohne-brummen/22655624.html>, zuletzt geprüft am 10.07.2018.
- Hülsmann, Friederike; Mottschall, Moritz; Hacker, Florian; Kasten, Peter (2014): Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen. Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050. Working Paper 3/2014. Öko-Institut. Berlin.
- ICCT (2017): Fuel Efficiency Technology in European Heavy-Duty Vehicles: Baseline and Potential for the 2020-2030 Time Frame. Unter Mitarbeit von Oscar Delgado, Felipe Rodriguez und Rachel Muncrief. Hg. v. ICCT. Berlin.
- IEA (2017): The Future of Trucks. Implications for Energy and the Environment. International Energy Agency. Paris.
- IVECO (2018): Der Stralis NP. Extrem ökologisch, extrem ökonomisch. Online verfügbar unter <https://www.iveco.com/germany/neufahrzeuge/pages/new-stralis-np-gas-truck.aspx>, zuletzt geprüft am 16.05.18.
- James, Brian; Huya-Kouadio, Jenny; Houchins, Cassidy; DeSantis, Daniel (2017): Mass Production Cost Estimation of Direct H2 PEM Fuel Cell Systems for Transportation Applications: 2016 Update. Strategic Analysis. Arlington.
- Jörissen, Ludwig (20.02.18): Wirkungsgrade und Kosten von Brennstoffzellensystemen. Stuttgart, 20.02.18. Telefonat an Öko-Institut.
- Kasten, Peter; Mottschall, Moritz; Köppel, Wolfgang; Degünther, Charlotte; Schmied, Martin; Wüthrich, Philipp (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.
- KBA (2017): Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. FZ 13. Kraftfahrt-Bundesamt. Flensburg.
- Kießling, Friedrich; Puschmann, Rainer; Schmieder, Axel (2014): Fahrleitung elektrischer Bahnen. Planen Berechnung Ausführung Betrieb. 3. wesentlich überarbeitete u. erweiterte Auflage. Erlangen: Publicy Publsihing.
- Korn, Michael; Leupold, Andreas; Schneider, Christiane; Hartwig, Karl-Hans; Daniels, Helmut (2018): Berechnung der Wegekosten für das Bundesfernstraßennetz sowie der externen Kosten nach Maßgabe der Richtlinie 1999/62/EG für die Jahre 2018 bis 2022. Endbericht. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Alfen Consult GmbH; AVISO GmbH; BUNG Ingenieure AG. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/Presse/wegekostengutachten.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 04.06.2018.
- LBST (2016): Vergleich von CNG und LNG zum Einsatz in Lkw im Fernverkehr Abschlussbericht. Eine Expertise für die Open Grid Europe GmbH. Unter Mitarbeit von Ulrich Büniger, Hubert Landinger, Werner Weindorf, Reinhold Wurster, Jan Zerhusen und Werner Zittel. Hg. v. Ludwig Bölkow Systemtechnik.
- Le Fevre, Chris (2014): The Prospects for Natural Gas as a Transport Fuel in Europe. Oxford Institute for Energy Studies.

- Lehmann, Michael (2017): Elektrifizierung des schweren Lkw-Verkehrs. Stand der Entwicklung und Erprobung in Deutschland, Schweden und USA. 33. eb-Kolloquium. Siemens AG. Dresden, 06.12.2017, zuletzt geprüft am 11.07.2018.
- McKinsey (2011): A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis. The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles.
- Memmler, Michael; Lauf, Thomas; Wolf, Katharina; Schneider, Sven (2017): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (Climate Change, 23/2017).
- Meszler, Dan; Delgado, Oscar; Rodríguez, Felipe; Muncrief, Rachel (2018): European Heavy Duty Vehicles: Cost-effectiveness of fuel-efficiency technologies for long-haul tractor-trailers in the 2025–2030 timeframe. International Council on Clean Transportation (ICCT). Washington (White Paper). Online verfügbar unter https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EU-HDV-tech-2025-30_20180116.pdf.
- EN 16258:2013-3, 2013: Methode zur Berechnung und Deklaration des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen bei Transportdienstleistungen (Güter- und Personenverkehr).
- Moultak, Marissa; Lutsey, Nic; Hall, Dale (2017): Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles. International Council on Clean Transportation (ICCT). Washington DC (White Paper). Online verfügbar unter <https://www.theicct.org/publications/transitioning-zero-emission-heavy-duty-freight-vehicles>.
- Norris, John; Escher, Giulia (2017): Heavy Duty Vehicles Technology Potential and Cost Study. Final Report for the International Council on Clean Transportation (ICCT). Hg. v. Ricardo Energy & Environment. Online verfügbar unter https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/HDV-Technology-Potential-and-Cost-Study_Ricardo_Consultant-Report_26052017_vF.pdf.
- NPE (2015): Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015. AG 3 - Ladeinfrastruktur und Netzintegration. Nationale Plattform Elektromobilität. Berlin.
- Öko-Institut e.V. (2017): Fachworkshop inkl. vertiefender Experteninterviews. Technische Ausgestaltung des Oberleitungssystems. Oberleitungsfahrzeuge und Oberleitungsinfrastruktur. Forschungsprojekt StratON. Berlin, 05.12.2017.
- Pallenberg, Sascha (2018): Leading by example – Einführung vollelektrischer Freightliner e-Cascadia und eM2 | Daimler-Blog. Daimler AG. Online verfügbar unter <https://blog.daimler.com/2018/06/07/leading-by-example-einfuehrung-vollelektrischer-freightliner-ecascadia-und-em2/>, zuletzt geprüft am 10.07.2018.
- 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).
- Robinius, Martin; Linßen, Jochen; Grube, Thomas; Reuß, Markus; Stenzel, Peter; Syranidis, Konstantinos et al. (2018): Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Forschungszentrum Jülich. Jülich (Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie und Umwelt, 408).

- Rosenberger, Thomas; Becker, Ralf; Lubitz, Andreas; Rocktaeschel, Iris; Unruh, Randolph; Wild, Claudia et al. (2014): Lastauto-Omnibus-Katalog 2015. Unter Mitarbeit von Thilo Jörke und Ann-Kathrin Jost. Stuttgart: EuroTransportMedia (44).
- Rücker, Julius; Helms, Hinrich; Jöhrens, Julius; Kräck, Jan; Lambrecht, Udo; Veres-Homm, Uwe; Waßmuth, Volker (2018): Vorteilhafte Einsatzfelder von Oberleitungs-Hybrid-Lkw. Ergebnisworkshop zur Potentialanalyse im Projekt „Roadmap OH-Lkw“. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE); Fraunhofer Institut für Integrierte Schaltungen; PTV Transport Consult; M-Five. Berlin, 28.02.2018, zuletzt geprüft am 17.07.2018.
- Schmidt, Patrick; Zittel, Werner; Weindorf, Werner; Raksha, Tetyana (2016): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Kraftstoffstudie II. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST). Frankfurt am Main (Report, 1086 - 2016).
- Schwarzer, Christoph (2018): Ladeinfrastruktur: So lädt Deutschland bis 2025. Eine interne Prognose des VDA nennt konkrete Zahlen zum Hochlauf der Infrastruktur. Hg. v. electrive.net. Stadt Tübingen. Online verfügbar unter <https://www.electrive.net/2018/02/26/ladeinfrastruktur-so-laedt-deutschland-bis-2025/>, zuletzt geprüft am 26.06.2018.
- Siemens AG (2012): Abschlussbericht ENUBA. Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen. Version vom 31.08.2012.
- Siemens AG; Technische Universität Dresden; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institut für Verkehrssystemtechnik (2016): ENUBA 2. Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen. Version V3 vom 31. August 2016. Siemens AG; Technische Universität Dresden; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institut für Verkehrssystemtechnik.
- Siemens AG; TU Dresden (2014): Ökonomische und ökologische Bewertung eines Oberleitungs-Hybrid Systems für schwere Nutzfahrzeuge. Ergebnisbericht (unveröffentlicht). Hg. v. Siemens AG und Technische Universität Dresden.
- Simmer, Laura; Aschauer, Gerald; Schauer, Oliver (2014): LNG (Flüssigerdgas)– Einsatzmöglichkeiten und Potentiale zur Erhöhung der Flexibilität in Österreich und Zentraleuropa. Logistikum. Graz (Symposium Energieinnovation, 13).
- SLAM (2017): Projektinhalte. Präsentation neuester Teilergebnisse an der RWTH Aachen. AP 2 Geschäfts- und Betreibermodelle. SLAM. Online verfügbar unter <http://www.slam-projekt.de/projektinhalte.php>, zuletzt geprüft am 16.05.18.
- Smolinka, Tom; Voglstätter, Christopher; Sicha, Erik (2013): Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität. Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. Hg. v. e-mobil BW - Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg. Stuttgart.
- Taskforce LNG (2017): Genehmigungsleitfaden für LNG/ LCNG-Tankstellen. Technische, sicherheitsrelevante und genehmigungsrechtliche Grundlagen. Unter Mitarbeit von dena, Zukunft Erdgas und DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/gas/genehmigungsleitfaden-Ing-glf-tankstellen.pdf>.

- Tesla (2017): Tesla Semi. Online verfügbar unter <https://www.tesla.com/semi>, zuletzt aktualisiert am 10.07.2018, zuletzt geprüft am 10.07.2018.
- Thielmann, Axel; Neef, Christoph; Hettesheimer, Tim; Döscher, Henning; Wietschel, Martin; Tübke, Jens (2017): Energiespeicher-Roadmap (Update 2017). Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien. Hg. v. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Fraunhofer-Institut für chemische Technologie (ICT). Karlsruhe.
- Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Wietschel, Martin (2015): Produkt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030. Hg. v. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/PRM-ESEM.pdf>, zuletzt geprüft am 19.07.2018.
- TU Dresden (2014): Ökonomische und ökologische Bewertung eines Oberleitungs-Hybrid Systems für schwere Nutzfahrzeuge. im Rahmen des Förderprojektes ENUBA2 „Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen“. Ergebnisbericht. Dresden.
- U.S. Department of Energy (DOE); National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) (2005): Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts. Washington D.C.
- UBA (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Endbericht. Unter Mitarbeit von Peter Kasten, Moritz Mottschall, Wolfgang Köppel, Charlotte Degünther, Martin Schmied und Philipp Wüthrich. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- UBA; BMU (2018): Gemeinsame Pressemitteilung von Umweltbundesamt und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Klimabilanz 2017: Emissionen gehen leicht zurück. Umweltbundesamt; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimabilanz-2017-emissionen-gehen-leicht-zurueck>, zuletzt aktualisiert am 26.03.2018, zuletzt geprüft am 17.07.2018.
- VerkehrsRundschau (2016): So plant der Bund die Lkw-Maut-Ausweitung in 2018. Springer Fachmedien München GmbH. Online verfügbar unter <https://www.verkehrsrundschau.de/nachrichten/so-plant-der-bund-die-lkw-maut-ausweitung-in-2018-1782298.html>, zuletzt geprüft am 04.07.2018.
- Volvo Trucks (2018): Der neue Volvo FH LNG mit Gasantrieb. Online verfügbar unter <https://www.volvotrucks.de/de-de/trucks/volvo-fh/volvo-fh-lng.html>, zuletzt geprüft am 16.05.18.
- Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) (Hg.) (2015): Genehmigungsleitfaden für Wasserstoff-Stationen. Berlin.
- Wietschel, Martin; Gnann, Till; Kühn, André; Plötz, Patrick; Moll, Cornelius; Speth, Daniel et al. (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik (ISI); Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik (IML); PTV Transport Consult; TU Hamburg-Harburg; M-Five. Karlsruhe.
- Wurster, R.; Weindorf, W.; Zittel, W.; Schmidt, P.; Heidt, C.; Lambrecht, U. et al. (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 Antriebs-technologien sowie Energie und Klima. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Insti-

tut für Energie- und Umweltforschung (IFEU); Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). München, Heidelberg, Berlin.

Zimmer, Wiebke; Blanck, Ruth; Bergmann, Thomas; Mottschall, Moritz; Waldenfels, Rut von; Förster, Hannah et al. (2016): Endbericht Renewability III. Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Studie im Auftrag des BMUB 2016. Öko-Institut; DLR; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU); Infrac.

8. Anhang

Anhang 1: Anschaffungskosten* einer Sattelzugmaschine in €₂₀₁₅ exkl. Mehrwertsteuer

| Jahr | Diesel-Lkw | | | LNG-Lkw | | | Brennstoffzellen-Lkw | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|----------------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| Fahrzeugpreis | 103.000 | 106.675 | 109.763 | 137.000 | 117.343 | 120.739 | 215.113 | 153.676 | 134.813 |
| Restwert nach 5 Jahren | 25.617 | 26.531 | 27.299 | 34.073 | 29.184 | 30.028 | 47.596 | 35.725 | 31.608 |
| <i>davon Restwert der Batterie</i> | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 |
| Finanzierungskosten | 3.095 | 5.610 | 5.773 | 4.117 | 6.171 | 6.350 | 6.701 | 8.257 | 7.224 |
| Fahrzeuganschaffung | 80.479 | 85.755 | 88.237 | 107.045 | 94.330 | 97.061 | 174.218 | 126.209 | 110.429 |

| Jahr | O-HEV | | | O-BEV 100 | | | O-BEV 250 | | |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| Fahrzeugpreis | 184.747 | 154.874 | 143.052 | 197.064 | 132.781 | 115.896 | 262.461 | 160.425 | 137.175 |
| Restwert nach 5 Jahren | 45.947 | 38.518 | 35.578 | 34.252 | 26.785 | 24.022 | 34.252 | 26.785 | 24.022 |
| <i>davon Restwert der Batterie</i> | 418 | 279 | 279 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Finanzierungskosten | 5.552 | 8.145 | 7.523 | 6.512 | 7.420 | 6.431 | 9.128 | 9.295 | 7.921 |
| Fahrzeuganschaffung | 144.352 | 124.501 | 114.997 | 169.324 | 113.416 | 98.306 | 237.337 | 142.087 | 121.075 |

| Jahr | BEV 400 | | | BEV 800 | | |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| Fahrzeugpreis | 264.592 | 156.998 | 138.590 | 438.984 | 230.717 | 195.335 |
| Restwert nach 5 Jahren | 20.325 | 19.821 | 19.669 | 109.177 | 57.380 | 48.581 |
| <i>davon Restwert der Batterie</i> | 0 | 0 | 0 | 88.853 | 37.560 | 28.911 |
| Finanzierungskosten | 9.771 | 9.602 | 8.324 | 13.192 | 12.134 | 10.273 |
| Fahrzeuganschaffung | 254.038 | 146.780 | 127.246 | 342.999 | 185.470 | 157.027 |

* Berechnung der Kosten exkl. MwSt. auf Basis des Fahrzeugpreises, der Finanzierungskosten und des angenommenen Restwerts nach 5 Jahren. Die Kosten für einen ggf. notwendigen Austausch der Batterie innerhalb der ersten 5 Jahre (bei O-HEV und O-BEV 100) gehen nicht in die Kosten der Fahrzeuganschaffung ein, da sie frühestens im 3. Betriebsjahr auftreten. Bei der TCO-Betrachtung in Abschnitt 4.10 wird Ersatzbatterie als eigenständige Kostenkategorie ausgewiesen.

Anhang 2: Zusammensetzung des Fahrzeugpreises: Preisannahmen für wichtige Fahrzeugkomponenten (Preise inkl. Markup exkl. Mehrwertsteuer, in €₂₀₁₅)

| Jahr | O-HEV | | | O-BEV 100 | | | O-BEV 250 | | |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------------|----------------|----------------|----------------------|----------------|
| | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| Grundpreis Fahrzeug | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 |
| Stromabnehmer | 56.000 | 28.000 | 17.500 | 56.000 | 28.000 | 17.500 | 56.000 | 28.000 | 17.500 |
| Konventioneller Antriebsstrang ⁷⁷ ohne Starterbatterie und Getriebe | 45.345 | 45.345 | 45.345 | - | - | - | - | - | - |
| Hybridsystem ohne Elektromotor und Batterie | 17.378 | 14.407 | 12.876 | 17.378 | 14.407 | 12.876 | 17.378 | 14.407 | 12.876 |
| Elektromotor | 7.167 | 5.150 | 4.574 | 7.167 | 5.150 | 4.574 | 7.167 | 5.150 | 4.574 |
| Batterie | 1.680 | 1.120 | 1.120 | 59.342 | 25.085 ⁷⁸ | 19.309 | 124.739 | 52.729 ⁷⁹ | 40.588 |
| Gesamtpreis Fahrzeug | 187.709 | 154.161 | 141.554 | 200.026 | 132.781 | 114.398 | 265.423 | 160.425 | 135.677 |

| Jahr | FCEV | | | BEV 400 | | | BEV 800 | | |
|---------------------------------------------|--------|----------------------|--------|---------|----------------------|--------|---------|-----------------------|---------|
| | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| Grundpreis Fahrzeug | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 | 60.139 |
| Hybridsystem ohne Elektromotor und Batterie | 14.407 | 12.876 | 17.378 | 17.378 | 14.407 | 12.876 | 17.378 | 14.407 | 12.876 |
| Elektromotor | 7.167 | 5.150 | 4.574 | 7.167 | 5.150 | 4.574 | 7.167 | 5.150 | 4.574 |
| Batterie | 23.737 | 10.034 ⁸⁰ | 7.724 | 182.870 | 77.302 ⁸¹ | 59.503 | 357.262 | 151.021 ⁸² | 116.248 |

⁷⁷ Dieselmotor, Dieseltank und Abgasnachbehandlungssystem

⁷⁸ Batteriekosten ohne Markup: 17.918 €₂₀₁₅ (175 kWh*102,4 €₂₀₁₅/kWh)

⁷⁹ Batteriekosten ohne Markup: 40.955 €₂₀₁₅ (400 kWh*102,4 €₂₀₁₅/kWh). Auf Grund des sehr hohen Preises der Batterie wird das Markup abweichend von der üblichen Berechnungsweise wie folgt berechnet: nur auf die ersten 175 kWh Batteriekapazität (entspricht der O-BEV 100 Batterie) wird das volle OEM-Markup von 40 % aufgeschlagen. Auf jede weitere kWh Batteriekapazität wird nur das halbe Markup in Höhe von 20 % aufgeschlagen. Bezogen auf die gesamten Technologiekosten der Batterie von 40.955 €₂₀₁₅ ergibt sich ein durchschnittlicher Markup-Faktor von ca. 29 %.

⁸⁰ Batteriekosten ohne Markup: 7.167 €₂₀₁₅ (70 kWh*102,4 €₂₀₁₅/kWh)

| | FCEV | | | BEV 400 | | | BEV 800 | | |
|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Jahr | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| Brennstoffzelle | 45.057 | 29.173 | 19.449 | - | - | - | - | - | - |
| Wasserstofftank | 64.598 | 34.773 | 28553 | - | - | - | - | - | - |
| Gesamtpreis Fahrzeug | 215.105 | 153.676 | 137.817 | 267.554 | 156.998 | 137.092 | 441.946 | 230.717 | 193.837 |

Quelle: Die Preisannahmen basieren auf (Moultak et al. 2017) und (Thielmann et al. 2017).

Anhang 3: Annahmen Energiepreise (Preise exkl. Mehrwertsteuer in €₂₀₁₅/kWh)

| Antrieb | Preiskomponenten | 2015 | 2025 | 2030 |
|-------------|-----------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Diesel | Herstellung und Vertrieb | 0,052 | 0,071 | 0,082 |
| | Energiesteuer | 0,047 | 0,040 | 0,037 |
| | Gesamt | 0,099 | 0,112 | 0,119 |
| LNG | Herstellung und Vertrieb | 0,037 | 0,037 | 0,037 |
| | Energiesteuer | 0,015 | 0,021 | 0,028 |
| | Gesamt | 0,052 | 0,059 | 0,065 |
| Wasserstoff | Herstellung und Vertrieb | 0,285 | 0,205 | 0,165 |
| | Energiesteuer | 0 | 0,023 | 0,035 |
| | Gesamt | 0,285 | 0,228 | 0,200 |
| Strom | Erzeugung und Verteilung (Börsenstrompreis, Netzentgelte) | 0,067 | 0,080 | 0,086 |
| | Umlagen und Abgaben | 0,065 | 0,046 | 0,038 |
| | Stromsteuer | 0,011 | 0,010 | 0,009 |
| | Gesamt | 0,143 | 0,138 | 0,136 |

⁸¹ Batteriekosten ohne Markup: 61.432 €₂₀₁₅ (600 kWh*102,4 €₂₀₁₅/kWh). Nur auf die ersten 175 kWh Batteriekapazität wird das volle OEM-Markup 40 % aufgeschlagen, auf jede weitere kWh Batteriekapazität wird nur das halbe Markup i.H.v. 20 % aufgeschlagen (vgl. Fußnote zu O-BEV 250).

⁸² Batteriekosten ohne Markup: 122.864 €₂₀₁₅ (1200 kWh*102,4 €₂₀₁₅/kWh).

Anhang 4: Entwicklung und Struktur des Strompreises (Netto-Preise exkl. MwSt)

| | Einheit | 2015 | 2025 | 2030 |
|------------------------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Börsenstrompreis | ct/kWh (nominal) | 3,16 | 5,18 | 6,41 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 3,16 | 4,42 | 5,05 |
| Netzentgelte und Vertrieb | ct/kWh (nominal) | 3,53 | 4,14 | 4,48 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 3,53 | 3,53 | 3,53 |
| Stromsteuer | ct/kWh (nominal) | 1,14 | 1,14 | 1,14 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 1,14 | 0,97 | 0,90 |
| EEG-Umlage | ct/kWh (nominal) | 6,17 | 5,04 | 4,48 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 6,17 | 4,30 | 3,53 |
| Sonstige Umlagen und Abgaben* auf Strom | ct/kWh (nominal) | 0,33 | 0,33 | 0,33 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 0,33 | 0,28 | 0,26 |
| Gesamt-Strompreis (exkl. MwSt.) | ct/kWh (nominal) | 14,33 | 15,83 | 16,84 |
| | ct ₂₀₁₅ /kWh | 14,33 | 13,51 | 13,27 |

* KWK-Umlage, Umlage nach § 19 StromNEV, Konzessionsabgabe, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten

Anhang 5: Jährliche und kilometerbezogene Wartungskosten von Fernverkehrs-Lkw

| | Diesel | | LNG | | O-HEV | |
|-------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2015 | 2025/30 | 2015 | 2025/30 | 2015 | 2025/30 |
| Wartungskosten inkl. Pflege + Reparatur in €/km | 0,1427 | 0,1427 | 0,1647 | 0,1427 | 0,135 | 0,135 |
| Harnstoff (AdBlue) in €/km | 0,006 | 0,008 | | 0,0064 | 0,003 | 0,004 |
| Pantograph in €/km | | | | | 0,002 | 0,002 |
| Jährliche Wartungskosten in € | 17.844 | 18.084 | 19.764 | 17.892 | 16.760 | 16.880 |

| | O-BEV | | BEV | | FCEV | |
|-------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2015 | 2025/30 | 2015 | 2025/30 | 2015 | 2025/30 |
| Wartungskosten inkl. Pflege + Reparatur in €/km | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,105 | 0,248 | 0,137 |
| Pantograph in €/km | 0,002 | 0,002 | | | | |
| Jährliche Wartungskosten in € | 12.800 | 12.800 | 12.600 | 12.600 | 29.760 | 16.440 |

Anhang 6: Antriebsabhängige Nutzerkosten (TCO) von Sattelzugmaschinen in €₂₀₁₅

| | Diesel | | | LNG | | | FCEV | | |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| Fahrzeugschaffung (inkl. Restwert) | 80.479 | 85.755 | 88.237 | 107.045 | 94.330 | 97.061 | 174.218 | 126.209 | 110.429 |
| Energiekosten | 195.441 | 185.333 | 169.946 | 118.753 | 103.959 | 92.408 | 465.167 | 314.671 | 250.26 |
| Betriebs- und Wartungskosten** | 89.220 | 90.420 | 91020 | 98820 | 89.460 | 89940 | 148800 | 82.200 | 82200 |
| Austauschbatterie | | | | | | | | - | |
| Lkw-Maut | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 |
| Gesamtkosten | 438.039 | 434.408 | 422.103 | 397.518 | 360.649 | 352.309 | 861.084 | 595.980 | 515.798 |

| | O-BEV 100 | | | O-BEV 250 | | | BEV 400 | | |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 | 2015 | 2025 | 2030 |
| Fahrzeugschaffung (inkl. Restwert) | 144.352 | 124.501 | 114.997 | 237.337 | 142.996 | 121.075 | 254.038 | 146.780 | 127.246 |
| Energiekosten | 166.022 | 150.566 | 139.008 | 142.413 | 123.896 | 116.779 | 137.819 | 119.900 | 113.012 |
| Betriebs- und Wartungskosten** | 84000 | 84.600 | 84900 | 64.200 | 64.200 | 64.200 | 63.000 | 63.000 | 63.000 |
| Austauschbatterie | 1680 | 1.120 | 1.120 | | | | | | |
| Lkw-Maut | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 |
| Gesamtkosten | 468.954 | 433.687 | 412.925 | 516.851 | 403.992 | 374.954 | 527.757 | 402.579 | 376.158 |

| | BEV 400 | | BEV 800 | | BEV 400 | | BEV 800 | |
|------------------------------------|---------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------|
| | 2015 | 2025 | 2015 | 2025 | 2015 | 2025 | 2015 | 2025 |
| Fahrzeugschaffung (inkl. Restwert) | | 254.038 | 146.780 | 254.038 | 146.780 | 254.038 | 146.780 | |
| Energiekosten | | 137.819 | 119.900 | 137.819 | 119.900 | 137.819 | 119.900 | |
| Betriebs- und Wartungskosten** | | 63.000 | 63.000 | 63.000 | 63.000 | 63.000 | 63.000 | |
| Austauschbatterie | | | | | | | | |
| Lkw-Maut | | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | 72.900 | |
| Gesamtkosten | | 527.757 | 402.579 | 527.757 | 402.579 | 527.757 | 402.579 | |

* Baseline, 5 Jahre Nutzungsdauer

** Wartung, Reparatur, Schmierstoffe, AdBlue

Anhang 7: Kostenannahmen zum Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur in anderen Studien

| Studie | Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw (Wietschel et al. 2017) | | | | ENUBA II (TU Dresden 2014) | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------|-------------------------------------------------------|--------------------------|------|------|------|---|
| Gesamtinvestitionskosten pro Kilometer | | | | | | | | | | |
| Szenario | Auslegung für O-HEV ⁸³ | | Auslegung O-BEV ⁸⁴ | | Basis | Pro-Diesel ⁸⁵ | | | | |
| | Startphase (1A) | Endzustand (1B) | Startphase (2A) | Endzustand (2B) | | | | | | |
| Ausbauzustand | | | | | - | - | | | | |
| Kosten (Mio. €/km) | 1,7 | 2,0 | 1,7 | 4,1 | 2,2 | 2,6 | | | | |
| Best/Worst Case | 1,46 | 1,93 | 1,76 | 2,26 | 1,46 | 1,93 | 3,88 | 4,35 | - | - |
| Investitionskosten differenziert nach Komponenten pro Kilometer | | | | | | | | | | |
| Energieeinspeisepunkt (k€/km) | 5 | | | | k.A. | | | | | |
| Erläuterung | Ca. 15.000 € pro Anschluss; bei einem Anschlussraster von 3 km folgen daraus 5.000 €/km | | | | In Kosten von Strommasten und Oberleitung inbegriffen | | | | | |
| Zuleitungen vom Energieeinspeisepunkt zur Umspannstation an der Strecke (k€/km) | 25 | 250 | 25 | 250 | 25 | 250 | 25 | 250 | k.A. | |
| Erläuterungen | <p>Best Case: ca. 50 € pro lfd. m Kabelgraben (Tiefbau, unbebautes Gebiet); bei Ø 500 m Anschlusslänge ergeben sich Kosten von 75.000 € pro Anschluss; bei einem Anschlussraster von 3 km folgen daraus 25.000 €/km</p> <p>Worst Case: ca. 200 € pro lfd. m Kabelgraben (Tiefbau, bebautes Gebiet); bei Ø 2,5 km Anschlusslänge ergeben sich Kosten von 750.000 € pro Anschluss; bei einem Anschlussraster von 3 km folgen daraus 250.000 €/km</p> | | | | In Kosten von Strommasten und Oberleitung inbegriffen | | | | | |
| Umspannstation (k€) (300,000 € pro MVA) | 300 | 600 | 300 | 2.500 | 375 | | | | | |

⁸³ Geringerer Leistungsbedarf, da keine Batterienachladung erforderlich, sondern nur Traktionsenergie

⁸⁴ Höherer Leistungsbedarf, da ergänzende Batterienachladung erforderlich

⁸⁵ 20 % Risiko-Kostenaufschlag gegenüber Basisszenario

| Studie | Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw (Wietschel et al. 2017) | | | | | | | | ENUBA II (TU Dresden 2014) | |
|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| Gesamtinvestitionskosten pro Kilometer | | | | | | | | | | |
| Szenario | Auslegung für O-HEV ⁸³ | | | | Auslegung O-BEV ⁸⁴ | | | | Basis | Pro-Diesel ⁸⁵ |
| Ausbauzustand | Startphase (1A) | Endzustand (1B) | Startphase (2A) | Endzustand (2B) | Startphase (2A) | Endzustand (2B) | Startphase (2A) | Endzustand (2B) | - | - |
| <i>Erläuterungen</i> | <p>Variante 1A und 2A: bei 3 MVA Leistungsbedarf ergeben sich Kosten von 0,9 Mio. € pro Umspannstation; bei einem Raster von 3 km folgen daraus rund 0,3 Mio. €/km</p> <p>Variante 1B: bei 6 MVA Leistungsbedarf ergeben sich Kosten von 1,8 Mio. € pro Umspannstation; bei einem Raster von 3 km folgen daraus rund 0,6 Mio. €/km</p> <p>Variante 2B: bei 25 MVA Leistungsbedarf ergeben sich Kosten von 7,5 Mio. € pro Umspannstation; bei einem Raster von 3 km folgen daraus rund 2,5 Mio. €/km</p> | | | | | | | | <p>Unterwerk (inkl. Baukostenzuschuss, elektrischer Enteisungsanlage, Montage und Inbetriebsetzung), 2 MW, 2-3 km Abstand</p> | |
| Masten (k€) | 400 | | | | | | | | | |
| Oberleitung (Fahrdraht) (k€) | 600 | | | | | | | | 1.190 | |
| Passive Schutzeinrichtungen (k€) | 0 | 200 | 0 | 200 | 0 | 200 | 0 | 200 | 140 | |
| <i>Erläuterungen</i> | <p>Best Case: Verzicht auf passive Schutzeinrichtungen, da Einsatz von verformbaren, gemäß DIN EN 12767 hinsichtlich der passiven Sicherheit geprüften, Tragkonstruktionen</p> <p>Worst Case: ca. 100 € pro lfd. m; unter der Annahme, dass die gesamte Strecke neu ausgestattet bzw. bestehende Schutzplanken verstärkt werden müssen, ergeben sich Kosten von 200.000 € pro km (für beide Fahrtrichtungen)</p> | | | | | | | | <p>Auf- oder Ausbau durchgängiger Fahrzeugrückhaltesysteme im Seitenraum</p> | |
| Projektierung, Planung, Ausschreibung, Projektmanagement (k€) | 133 | 175 | 163 | 205 | 133 | 175 | 353 | 395 | 285 | |
| <i>Erläuterungen</i> | Ca. 10 % der Investitionskosten | | | | | | | | Ca. 15 % der Invest.kosten | |

| Studie | Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw (Wietschel et al. 2017) | | | | ENUBA II (TU Dresden 2014) | |
|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------|--------------------------|
| Gesamtinvestitionskosten pro Kilometer | | | | | | |
| Szenario | Auslegung für O-HEV ⁸³ | | Auslegung O-BEV ⁸⁴ | | Basis | Pro-Diesel ⁸⁵ |
| Ausbauzustand | Startphase (1A) | Endzustand (1B) | Startphase (2A) | Endzustand (2B) | - | - |
| Umbau von Verkehrszeichenbrücken ⁸⁶ (k€) | keine Kosten ⁸⁷ | | | | | 175 |
| Einbindung in Verkehrsmanagement- und Betriebsleitstellen ⁸⁸ (k€) | k.A. | | | | | 35 |

⁸⁶ zur Erhöhung der Durchfahrtshöhe

⁸⁷ Mehrkosten für Querungen von Schilderbrücken und Überführungsbauwerken stehen Einsparungen bei Masten entgegen

⁸⁸ Auf- und Ausbau von Kommunikations-, Fernwirk-, Sicherheitstechnik sowie technische Diagnosesysteme einschließlich Datenlängsverkabelung entlang der Strecke