

Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw

Endbericht

von

Martin Wietschel et al.
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Str. 48
76139 Karlsruhe

Unterauftragnehmer:

Technische Universität Hamburg (TUHH),
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE), Hamburg
(Ansprechpartner: Sebastian Timmerberg)

IREES GmbH – Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien, Karlsruhe (Ansprechpartnerin: Natalja Ashley-Belbin)

Gefördert vom Biogasrat+ e.V.

Karlsruhe, September 2019

Fördervermerk

Diese Studie wurde gefördert aus Mitteln des Biogasrat+ e.V.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
2	Treibhausgasbilanz	3
2.1	Herstellung von Strom, fossiler und synthetischer Kraftstoffe	3
2.1.1	Herstellung von Strom	3
2.1.1.1	Einleitung	3
2.1.1.2	Entwicklung eines Strommix-Szenarios auf der Basis jährlicher Treibhausgasemissionen (Szenario Strommix).....	4
2.1.1.3	Entwicklung eines Szenarios auf Basis stündlicher Treibhausgasemissionen mit Lademanagement (Szenario Lademanagement)	6
2.1.1.4	Entwicklung eines 100 %-EE-Szenarios (E-Pkw mit 100 % EE- Strom)	7
2.1.2	Herstellung fossile Kraftstoffe	7
2.1.3	Herstellung von synthetischem Methan	8
2.1.4	Herstellung von Wasserstoff	11
2.1.5	Herstellung von Biomethan.....	11
2.2	Untersuchte Fahrzeuge und Fahrzeugparameter	16
2.2.1	Einleitung und untersuchte Fahrzeuge	16
2.2.2	Fahrzeugparameter für Mittelklassewagen	16
2.2.3	Fahrzeugparameter für Oberklassewagen.....	19
2.2.4	Fahrzeugparameter für Lkw.....	21
2.3	Vergleich der Treibhausgasemissionen	22
2.3.1	Ergebnisse für Mittelklassewagen	22
2.3.2	Ergebnisse für Oberklassewagen	26
2.3.3	Ergebnisse für Lkw	28
3	Kostenanalyse	31
3.1	Methode der TCO-Berechnung.....	31
3.2	Kostenparameter	33
3.2.1	Allgemeine Parameter	33
3.2.2	Kostenparameter Pkw	34
3.2.3	Kostenparameter Lkw.....	38
3.2.4	Kraftstoffkosten	41
3.3	Vergleich der Wirtschaftlichkeit.....	48
3.3.1	Ergebnisse der Kostenanalyse für Pkw	48

3.3.2	Ergebnisse der Kostenanalyse für Lkw	51
4	Potenzialanalyse für Biomethan	53
5	Kritische Diskussion ausgewählter Aspekte.....	58
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	62
7	Quellen.....	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Unterstellte Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung mit Leitungsverlusten und Vorkettenemissionen	5
Abbildung 2-2:	Spezifische CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030	10
Abbildung 2-3:	Berechnete Treibhausgasemissionen für synthetisches Methan aus der Stromerzeugung mit Leitungsverlusten und Vorkettenemissionen	11
Abbildung 2-4:	Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen von Bio-CNG nach unterschiedlichen Substraten und Vergleichswerte wie in RED II	15
Abbildung 2-5:	Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen von Bio-LNG nach unterschiedlichen Substraten.....	15
Abbildung 2-6:	Übersicht über betrachtete Energiepfade und Antriebssysteme mit Gesamtwirkungsgraden	21
Abbildung 2-7:	Treibhausgasemissionen eines Mittelklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 182.000 km und von 2019 bis 2031 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom).....	23
Abbildung 2-8:	Treibhausgasemissionen eines Mittelklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 182.000 km und von 2030 bis 2042 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom).....	24
Abbildung 2-9:	Entwicklung der kumulierten Treibhausgasemissionen eines Mittelklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien von 2019 bis 2031 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom). Es wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug zum 01.01.2019 angeschafft wird.	25
Abbildung 2-10:	Entwicklung der kumulierten Treibhausgasemissionen eines Mittelklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien von 2030 bis 2042 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom). Es wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug zum 01.01.2019 angeschafft wird.	26
Abbildung 2-11:	Treibhausgasemissionen eines Oberklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 260.000 km und von 2019 bis 2031 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom).....	27
Abbildung 2-12:	Treibhausgasemissionen eines Oberklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 260.000 km und von 2030 bis 2042 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom).....	28
Abbildung 2-13:	Treibhausgasemissionen von schweren Güterverkehr-Lkw mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von	

684.000 km und von 2019 bis 2025 bilanziert (LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom)	29
Abbildung 2-14: Treibhausgasemissionen von schweren Güterverkehr-Lkw mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 684.000 km und von 2030 bis 2036 bilanziert (LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom)	30
Abbildung 3-1: Jahresfahrleistung der Pkw in den einzelnen Segmenten im Zeitverlauf.....	37
Abbildung 3-2: Jahresfahrleistung einer 40 Tonnen-SZM im Zeitverlauf.....	41
Abbildung 3-3: Dieselpreis im Zeitverlauf.....	42
Abbildung 3-4: Haushalts- und Industriestrompreise im Zeitverlauf mit und ohne Umlagen und Steuern	43
Abbildung 3-5: Preise von Methan unterschiedlicher Herkunft ohne Umlagen und Steuern.....	44
Abbildung 3-6: Kosten für die Biogaserzeugung nach unterschiedlichen Rohstoffen und nach unterschiedlichen Quellen zwischen 2012 und 2018.....	46
Abbildung 3-7: Kosten für die Bio-CNG und Bio-LNG Bereitstellung in 2018 und 2030.....	47
Abbildung 3-8: TCO eines Mittelklassewagens mit unterschiedlichen Antriebsalternativen im Vergleich.....	49
Abbildung 3-9: TCO eines Oberklassewagens mit unterschiedlichen Antriebsalternativen im Vergleich.....	50
Abbildung 3-10: TCO eines Lkw mit unterschiedlichen Antriebsalternativen im Vergleich	52
Abbildung 4-1: Theoretisches, mobilisierbares und ungenutztes Biogaspotenzial; Werte nach DBFZ 2019, Stand 2015	56
Abbildung 5-1: Wirtschaftliche und ökologische Fahrweise von Anlagen zur Methanisierung auf Basis der Wasserstoffelektrolyse (Volllaststunden des Elektrolyseurs sind dargestellt; UG: Untergrenze, OG: Obergrenze der Kosten).....	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Wirkungsgrade bei der Herstellung von synthetischem Methan.....	9
Tabelle 2-2:	Fahrzeugparameter Mittelklassewagen	17
Tabelle 2-3:	Fahrzeugparameter von Oberklassewagen	20
Tabelle 2-4:	Fahrzeugparameter Sattelzugmaschine	22
Tabelle 3-1:	In der TCO-Berechnung betrachtete Größen	32
Tabelle 3-2:	Batteriekosten	33
Tabelle 3-3:	Inflationsraten im Zeitverlauf	34
Tabelle 3-4:	Basiskosten Pkw	35
Tabelle 3-5:	Batteriekapazitäten E-Pkw (siehe zu deren Ableitung Kapitel 2.2.2 und 2.2.3)	36
Tabelle 3-6:	Wartungs- und Reparaturkosten	38
Tabelle 3-7:	Relative Versicherungskosten im Verhältnis zu den Anschaffungskosten	38
Tabelle 3-8:	Komponentenkosten	39
Tabelle 3-9:	Technische Parameter	39
Tabelle 3-10:	Anschaffungskosten Gesamtfahrzeug	39
Tabelle 3-11:	Wartungs- und Reparaturkosten	40
Tabelle 3-12:	Kostenparameter einer LNG Verflüssigungsanlage nach (Klukas et al. 2018)	47
Tabelle 4-1:	Mindestanteil von fortschrittlichen Kraftstoffen am Endenergiebedarf des Verkehrs nach RED II	55

1 Einführung

Die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele erfordert eine Verkehrswende. Alternative Antriebe und Kraftstoffe bei Pkw und Lkw spielen dabei eine wichtige Rolle. Eine relevante Frage dabei ist, welchen Beitrag diese zur Verminderung der Treibhausgas-(THG)-Emissionen leisten können. Biomethan wird dabei häufig nicht in die Untersuchung eingeschlossen.

Die vorliegende Studie untersucht Elektrofahrzeuge sowie Gasfahrzeuge mit Verbrennungsmotoren, die mit Erdgas, aus Strom hergestelltem synthetischen Methan oder Methan aus verschiedenen biogenen Quellen betrieben werden, im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen mit Diesel-Verbrennungsmotoren. Die Analyse wird für Deutschland durchgeführt. Es wird einmal davon ausgegangen, dass die Fahrzeuge im Jahre 2019 angeschafft werden und einmal im Jahr 2030. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass ambitionierte Ziele zur Treibhausgassenkung verfolgt werden.

Neben der Frage des Beitrags zur Senkung der Treibhausgase wird noch die Frage nach der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit der einzelnen Optionen gestellt.

Bei den Pkw werden Mittel- und Oberklassefahrzeuge mit jeweils repräsentativen Daten ausgewählt. Dabei werden neben einem modernen Hybrid-Diesel-Pkw mit steigenden Anteilen an Biokraftstoffen als Referenzfahrzeug noch Batteriefahrzeuge, Erdgasfahrzeuge und Fahrzeuge mit Biomethan und Verbrennungsmotoren miteinander verglichen. Brennstoffzellenfahrzeuge werden auch bilanziert, allerdings nur bezüglich ihrer Klimabilanz. Eine wirtschaftliche Betrachtung erfolgt nicht, u. a. wegen der hohen Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Fahrzeugkosten.

Bei den Lkw werden nur die schweren Sattelzugmaschinen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 Tonnen analysiert. Sie haben mit knapp 50 % einen hohen Anteil an allen Treibhausgasemissionen im deutschen Lkw-Sektor. Hier werden ein moderner Diesel-Lkw, ein Erdgas-Lkw mit flüssigen Erdgas (LNG) und Lkw mit synthetischen Methan, das verflüssigt wird, miteinander verglichen. Batteriefahrzeuge können in dieser Größenklasse kaum eingesetzt werden, bei Wasserstofffahrzeugen ist dies auch eher fraglich. Oberleitungs-Lkw bleiben in dieser Studie ebenfalls unberücksichtigt, sollten aber wie Wasserstoff-Lkw in Folgestudien betrachtet werden.

Im ersten Teil der Studie werden zuerst die Fahrzeuge und die Energiepfade für die verschiedenen Kraftstoffarten und Antriebssysteme vorgestellt. Dann werden sie hinsichtlich ihrer Klimabilanz anhand eines Life-Cycle-Assessments (LCA) verglichen. Andere Umwelteffekte werden nicht betrachtet, obwohl einzelne Energiepfade und Antriebssysteme hier unterschiedliche Auswirkungen haben können.

Im zweiten Teil erfolgt dann eine wirtschaftliche Bewertung, um die verschiedenen Kraftstoffe und Antriebssysteme auch unter diesem Aspekt miteinander vergleichen zu können. Dabei werden nur die Kosten betrachtet. Steuern, Abgaben und Subventionen stellen Eingriffe des Staates dar, die hier nicht betrachtet werden.

Im dritten Teil wird dann spezifisch auf die Verfügbarkeit von Biomethan eingegangen, weil die Potenzialfrage hier von besonderer Bedeutung ist. Biomethan und generell nachhaltige Biomasse kann in verschiedenen Sektoren wie Energieumwandlung, Verkehr, Wärme und Industrie, zur Substitution von fossilen Energieträgern und damit zur Erreichung von Klimazielen eingesetzt werden. In dieser Studie wird nicht analysiert, für welche Anwendungssektoren der Einsatz von Biomethan generell am sinnvollsten ist.

2 Treibhausgasbilanz

2.1 Herstellung von Strom, fossiler und synthetischer Kraftstoffe

2.1.1 Herstellung von Strom

2.1.1.1 Einleitung

Neben der Herstellung der Fahrzeuge ist insbesondere deren Nutzungsphase von hoher Relevanz für die Klimabilanz. Hier spielen neben den Verbrauchswerten der Fahrzeuge die spezifischen Emissionen in der Herstellung der Kraftstoffe eine Rolle, insbesondere für die Elektrizität. Oftmals werden in Klimabilanzen für Elektrofahrzeuge hier nur stark vereinfachte Ansätze gewählt, die aber aufgrund des hohen Einflusses dieser Größe dann auch nur zu bedingt realistischen Aussagen führen. Alternative Ansätze und deren Auswirkungen auf die Klimabilanz von Elektrofahrzeugen in Wietschel et al. (2019a) vorgestellt und diskutiert.

Im Folgenden werden verschiedene Szenarien zur Ermittlung der CO_{2äq}-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks, die in dieser Studie angewendet werden, entwickelt.

2.1.1.2 Entwicklung eines Strommix-Szenarios auf der Basis jährlicher Treibhausgasemissionen (Szenario Strommix)

Eine oftmals für die Berechnung von Treibhausgasemissionen von Elektro-Pkw (E-Pkw) angesetzte Methodik ist die Zugrundelegung der für die Nutzungsphase prognostizierten durchschnittlichen Jahresemissionswerte aus dem Strommix des Kraftwerkparks (siehe z. B. Helms et al. 2016; Jochem et al. 2015; Moro et al. 2018; ADAC 2018; Agora Verkehrswende 2019). Häufiger wird dabei allerdings der aktuelle Wert verwendet und für die Zukunft konstant gehalten (siehe beispielsweise Helms et al. 2016; ADAC 2018). Jedoch haben sich die Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung in den letzten Jahren kontinuierlich gesenkt (siehe UBA 2018b). Nach zahlreichen Prognosen und Szenarien kann davon ausgegangen werden, dass sich die THG-Emissionen der Stromerzeugung künftig weiter deutlich senken werden (siehe Überblick über Studien in Greiner et al. 2016 oder auch andere Studien wie BDI 2018). Setzt man jedoch die heutigen Treibhausgasemissionen als konstant für die künftigen Jahre an oder unterstellt sogar veraltete Werte, wie in ADAC (2018) der Fall, dann liegt ein heute angeschafftes Elektrofahrzeug in seiner THG-Bilanz gegenüber konventionellen Fahrzeugen etwas unter oder in einer ähnlichen Größenordnung bzw. schneidet je nach Annahmen sogar schlechter ab.

In dieser Studie wird ein weiteres Absinken der THG-Emission aus der Stromerzeugung, welches mit den gesetzten politischen Zielen in Deutschland zum Klimaschutz in Einklang steht, als plausibel eingestuft. Es wird dabei ein Szenario unterstellt, bei dem eine 95-prozentige Minderung der Treibhausgase bis 2050 gegenüber 1990 erzielt wird. Die Berechnungen hierzu erfolgen auf der Basis einer eigenen Modellierung (siehe Wietschel et al. 2019a). Sie liegen aber auch in der Bandbreite von anderen Studien mit ambitionierten Minderungszielen der Treibhausgase.

Es wird ein lineares Absinken der THG-Emission (in $\text{CO}_{2\text{äq}}$) der Nettostromerzeugung in Deutschland von $490 \text{ g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in 2018 bis auf $190 \text{ g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in 2030 unterstellt (siehe zur Berechnung des Wertes von 2030 Kapitel 2.1.3). Für das Jahr 2040 wird ein weiteres Absinken auf $77 \text{ g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ angenommen. Dies stellt ein ambitioniertes Absinken dar, andere Studien kommen für 95 %-Treibhausgasminderungsszenarien aber auf vergleichbare Größenordnungen.

Um die THG-Emissionen für ein E-Pkw zu berechnen, werden Leitungsverluste des Stromtransports sowie die Vorkettenemissionen der Stromerzeugung einbezogen (siehe hierzu Wietschel et al. 2019a). Für 2030 wird auf diese Weise ein Wert von $222 \text{ g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ berechnet (sogenannter Well-to-Tank (WTT)-Wert, von der Energiequelle bis zur Ladestation, für Strom) und für 2040 ein Wert von $112 \text{ g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (siehe Abbildung 2-1).

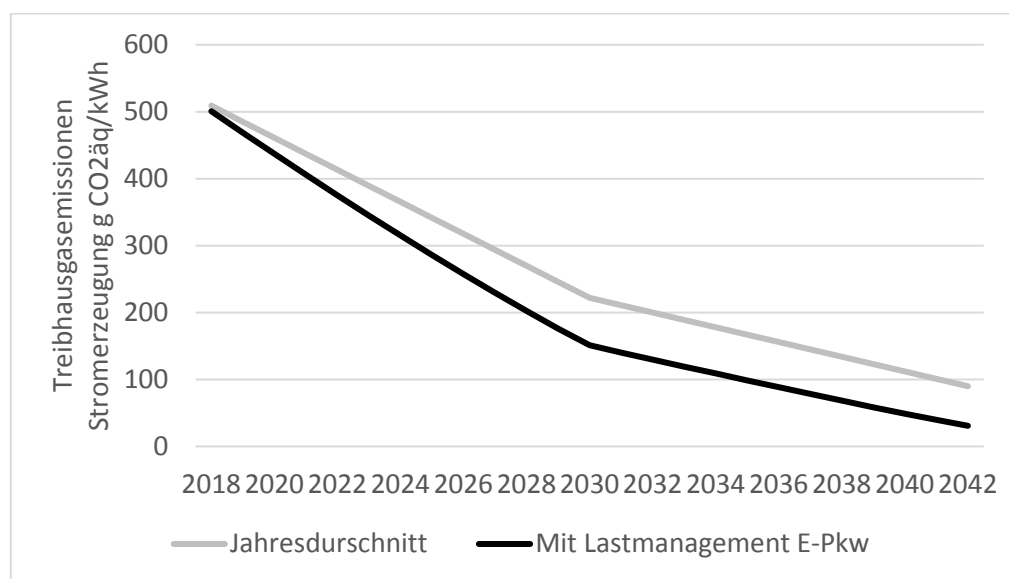


Abbildung 2-1: Unterstellte Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung mit Leitungsverlusten und Vorkettenemissionen

2.1.1.3 Entwicklung eines Szenarios auf Basis stündlicher Treibhausgasemissionen mit Lademanagement (Szenario Lademanagement)

Eine typische Pkw-Nutzung ist dadurch gekennzeichnet, dass die Fahrzeuge zu 95 % ihrer Zeit stehen. Ein E-Pkw kann demnach sehr gut an einem gesteuerten Lademanagement teilnehmen. Wenn eine Lastverlagerung unterstellt wird, tragen E-Pkw zu einer besseren Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien (EE) und der Vermeidung der Abregelung von Strom aus EE bei (siehe z. B. Dallinger 2012; Gnann et al. 2018; Wietschel et al. 2018). Eine Lastverlagerung nach preislichen Anreizen des Strommarktes, wie sie auch in anderen Studien untersucht wird, führt dazu, den Ladevorgang von Zeiten mit hohen Strompreisen in Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu verschieben. Der Strompreis unterliegt einer Korrelation mit der Einspeisung aus EE. Dadurch sind Zeiten mit niedrigen Strompreisen häufig dadurch gekennzeichnet, dass ein hoher Anteil an EE ins Stromnetz eingespeist wird, wodurch sich die THG-Emissionen verringern. Ein solches Szenario wird auch hier unterstellt. Die methodische Vorgehensweise hierfür ist ausführlich in Wietschel et al. (2019a) dargestellt. Die Ergebnisse bezüglich der Entwicklung der Treibhausgasemissionen sind in der Abbildung 2-1 dargestellt.

2.1.1.4 Entwicklung eines 100 %-EE-Szenarios (E-Pkw mit 100 % EE-Strom)

Bei der Erstellung von Studien wird oftmals auch ein Szenario mit einer 100-prozentigen Erneuerbaren-Stromproduktion zur Deckung der Stromnachfrage von E-Pkw unterstellt (Agora Verkehrswende 2019; Ludwig et al. 2018; Wietschel et al. 2019a). Die Realitätsnähe bei einem 100 %-EE-Szenario sollte durchaus hinterfragt werden, denn wenn es sich nicht um zusätzlichen EE-Strom handelt, ist es für die gesamte THG-Bilanz ein Nullsummenspiel, da der konventionell erzeugte Strom an anderer Stelle im Energiesystem verwendet werden würde. Aber aufgrund des tatsächlichen Verhaltens von heutigen E-Pkw-Nutzern sowie den vergleichsweise einfach realisierbaren Möglichkeiten, eine 100 %-EE-Stromproduktion sicherzustellen¹ erscheint auch ein derartiges Szenario plausibel zu sein. Es wird auch dadurch gestützt, dass heute fast die Hälfte der E-Pkw-Besitzer auch eine Photovoltaik(PV)-Anlage hat und davon knapp 30 % auch eigene stationäre Speicher besitzt (siehe zu Quellen Wietschel et al. 2019a).

Für die hier durchgeführten Berechnungen wird ein konstanter Wert von 30 g/kWh CO_{2äq} für das 100 %-Erneuerbaren-Szenario angenommen, wobei dies einen Mix aus PV- und Windstrom widerspiegelt, der die Emissionen für die Produktion der EE-Anlagen berücksichtigt (siehe Wietschel et al. 2019a). Er wird konstant gehalten, was eine konservative Annahme ist, denn zukünftig ist von einem weiteren Absenken der THG-Emission bei der Produktion von Windkraftanlagen und PV-Anlagen auszugehen.

2.1.2 Herstellung fossile Kraftstoffe

Nach UBA (2017) betragen bei Diesel die THG-Emissionen unter Berücksichtigung der Vorketten 3,08 kgCO_{2äq}/l und bei Benzin 2,73 kgCO_{2äq}/l. Diese Werte werden für die Berechnungen verwendet und über alle Jahre konstant gehalten. Nach einer aktuellen Studie sind dies eher niedrige Werte für Benzin und Diesel (Masnadi, M.S. et al., 2018). Wenn man berücksichtigt, dass das unkonventionelle Erdöl weiter zunimmt, dann können sich diese Werte künftig weiter verschlechtern (siehe Quellen hierzu in Wietschel et al. 2019a).

Eine Option, die THG-Bilanz im Fahrzeugbestand bei konventionellen Pkw zu verbessern, besteht in der Beimischung oder im vollständigen Ersatz durch Biokraftstoffe oder der Herstellung synthetischer Kraftstoffe. Die THG-Bilanz bei Biokraftstoffen ist von einer Vielzahl an Einflussfaktoren abhängig (Ausgangsprodukt, Herstellungsverfahren, Anbaufläche, ...) und kann von einer großen THG-Einsparung bis hin zu einer THG-Erhöhung gegenüber Pkw mit konventionellen Kraftstoffen führen (JRC 2014). Der Anteil

¹ Siehe dazu auch die aufgezeigten Möglichkeiten in Timpe et al. (2017).

von Biokraftstoffen in Deutschland ist in den letzten Jahren annähernd konstant zwischen 5 % und 6 % geblieben. Bioethanol und Biodiesel dominieren dabei (siehe FNR 2019). Auf Basis der gesetzlichen Vorgaben aus der Erneuerbaren-Richtlinie RED II wird davon ausgegangen, dass die $\text{CO}_{2\text{äq}}$ der Biokraftstoffe, die in Deutschland zum Einsatz kommen, zu einer THG-Einsparung von 65 % führen wird gegenüber den konventionellen Kraftstoffen². Es wird in dieser Studie unterstellt, dass der Biokraftstoffanteil von heute 5 auf 11 % bis 2030 steigt (siehe eine vergleichbare Annahme in Helms et al. 2016). Bis 2040 wird dann eine Steigerung auf 15 % angenommen.

Die Treibhausgasemissionen von Erdgas werden für gasförmiges Erdgas (CNG) mit 256 g $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh angesetzt, wobei davon 55 g $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh auf die Vorkettenemissionen entfallen (Daten aus Exergia et al. 2015). Für flüssiges Erdgas (LNG) wird ein Wert von 279 g $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh angesetzt (davon Vorkettenemissionen 78 g $\text{CO}_{2\text{äq}}$ /kWh (mittlere Werte aus UBA 2019b, vgl. auch Exergia et al. 2015)). Zu betonen ist, dass die Werte der Vorkettenemissionen sehr stark schwanken, u. a. abhängig von den Transportentfernungen und den Erdgasquellen (konventionell, unkonventionell) sowie den Methanverlusten bei der Förderung und dem Transport, da Methan im Vergleich zu CO_2 eine deutlich höhere Treibhausgaswirkung hat.

2.1.3 Herstellung von synthetischem Methan

Die Umwandlung von Strom in synthetische Kraftstoffe wird als Power-to-X (PtX) bezeichnet. Unter Power-to-Gas (PtG) versteht man die Herstellung eines gasförmigen Zielproduktes, wie Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4) und unter Power-to-Liquid (PtL) die Herstellung eines flüssigen Energieträgers, wie Otto- oder Dieselmotorkraftstoff, Kerosin oder auch Ethanol. Diese Art der Kraftstoffe wird oft auch als synthetische Kraftstoffe oder eFuels („e“ steht dabei für Elektrizität) bezeichnet. Der Einsatz von PtX-Technologien in einem relevanten Maßstab bedingt einen erheblichen Ausbau von EE-Stromerzeugung (Herstellung von 1 Mio. t Dieselmotorkraftstoff benötigt ca. 30 TWh Strom im Vergleich zu einem Nettostromverbrauch in Deutschland 2018 von 527 TWh; siehe Ausfelder et al. 2018). Darüber hinaus werden bedeutende Mengen (Süß-)Wasser und eine CO_2 -Quelle benötigt.

Ein derzeit diskutierter Prozess dabei ist die Herstellung von synthetischem Methan. Hier wird üblicherweise die Wasserelektrolyse eingesetzt, die Wasser unter Zuführung von elektrischem Strom in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) spaltet. Danach wird aus Wasserstoff und CO_2 üblicherweise im sogenannten Sabatier-Prozess synthetisches

² Siehe auch JRC (2014) und Euractiv (2019) zu Treibhausgaswerten für Biokraftstoffe.

Methan hergestellt. Die Firma Audi vermarktet dieses Konzept unter dem Begriff e-Gas oder Windgas (Audi 2019).

Zur Berechnung der Treibhausgasemissionen für die Herstellung von synthetischen Methan werden die Wirkungsgrade aus der Tabelle 2-1 unterstellt.

Tabelle 2-1: Wirkungsgrade bei der Herstellung von synthetischem Methan

Parameter	2018	2030
Elektrolyse	65 %	70 %
▪ Eigene Annahmen, abgeleitet aus Wietschel et al. 2019b		
Methanisierung	80 %	82 %
▪ Eigene Annahmen, abgeleitet aus Wietschel et al. 2019b		

Die Kosten der Herstellung von synthetischem Methan werden neben den CO₂-Kosten wesentlich durch die Investitionen in die Anlagen sowie dem Strompreis determiniert (siehe Michaelis et al. 2018, Wietschel et al. 2019b). Der Strompreis wiederum ist starken Schwankungen unterworfen, u. a. abhängig davon, wie viel Erneuerbare gerade einspeisen und wie hoch die Stromnachfrage ist. Es existieren einige Stunden mit niedrigen (oder sogar negativen Strompreisen), aber auch einige Stunden mit sehr hohen Strompreisen. Heute und in den nächsten Jahren ergibt sich hieraus eine optimale Anzahl von Volllaststunden der Elektrolyse von 4.000 bis 6.000 Stunden (siehe Michaelis et al. 2018, Wietschel et al. 2019b, Drünert et al. 2019).

Für diese Studie wird der Einsatz von Elektrolyseuren mit Szenarioergebnissen des Energiesystemmodells Enertile bestimmt. Enertile wird eingesetzt, um zu gegebenen Rahmenbedingungen kosteneffiziente Entwicklungspfade des Energiesystems bis zum Jahr 2050 zu untersuchen. Zu exogen vorgegebenen Strom-, Wärme- und Wasserstoffnachfragen berechnet das Modell für jeden Zeitschritt den kostenminimalen Erzeugungs- und Infrastrukturmix. Dieser umfasst den Ausbau und den Einsatz an erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Strom- und Wärmenetzen und Energiespeichern. Um die Herausforderungen einer Synchronisation von Stromangebot und -nachfrage in einem System mit zunehmenden Anteilen wetterabhängig fluktuierender Stromerzeugung aus Erneuerbaren abzubilden, hat Enertile eine hohe zeitliche und geographische Auflösung und Abdeckung: Je Betrachtungsjahr werden 8.760 Stunden für die 28 EU-Mitgliedsstaaten sowie Schweiz und Norwegen betrachtet. Der unterjährige Einsatz von Elektrolyseuren wird vom Modell endogen bestimmt. Es wird dabei implizit das in den jeweiligen Stunden vorherrschende Stromdargebot und die Nutzungskonkurrenz unterschiedlicher Stromverbraucher und Flexibilitätsoptionen berücksichtigt (für eine tiefergehende Modelbeschreibung siehe Pfluger 2014, Pfluger et al. 2017).

Die Ergebnisse eines 95 %-Dekarbonisierungsszenarios zeigen, dass Elektrolyseure vom Modell hauptsächlich in Stunden mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien am Strommix eingesetzt werden. Abbildung 2-2 zeigt die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030.

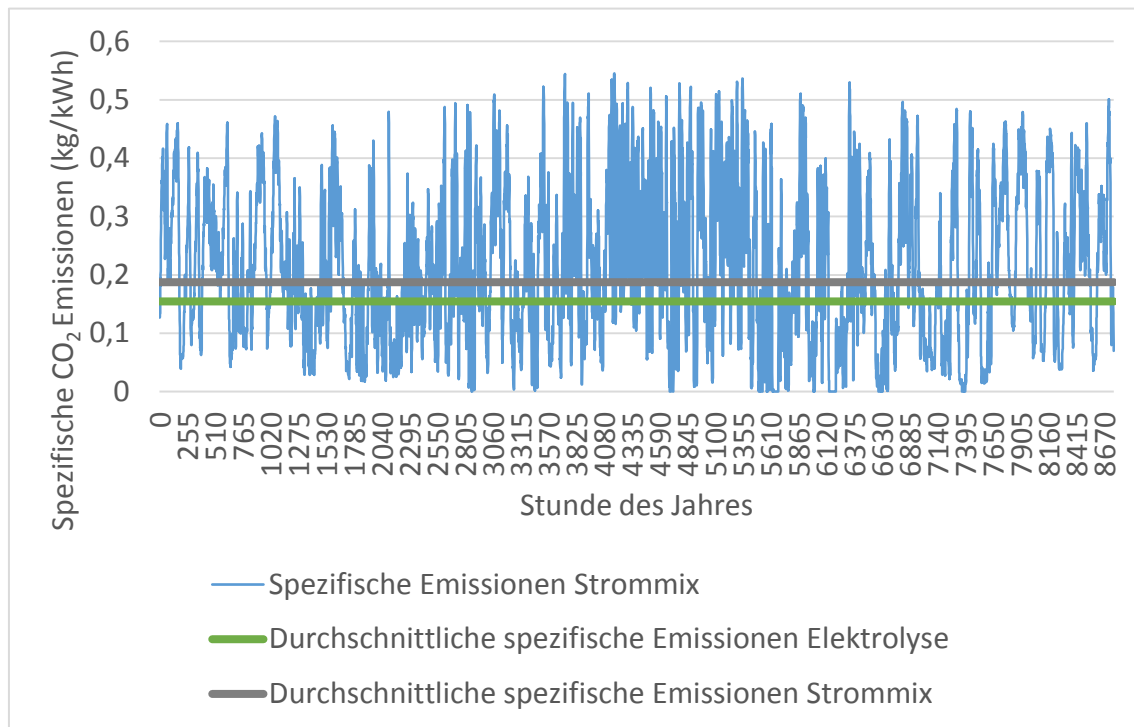


Abbildung 2-2: Spezifische CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030

Aus den stark variierenden CO₂-Emissionen des Strommixes wird deutlich, dass die Zusammensetzung dieses Mixes aus erneuerbaren Energien und konventioneller Stromerzeugung starke stündliche Schwankungen aufweist. Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen des Strommixes in Stunden, in denen Elektrolyseure zum Einsatz kommen, liegen dabei mit 0,16 kg_{CO2}/kWh_{el} unter denen des ganzjährigen Mittels (0,19 kg_{CO2}/kWh_{el}).

Die Abbildung 2-3 zeigt nun die Ergebnisse der Treibhausgasemissionen durch die Methanherzeugung einmal ohne Lastmanagement (Jahresdurchschnitt) und einmal mit optimiertem Einsatz der Elektrolyseure (mit Lastmanagement). Der Sprung in 2030 erklärt sich durch eine unterstellte Effizienzsteigerung der Elektrolyseure und Methanisierungsanlage in diesem Jahr.

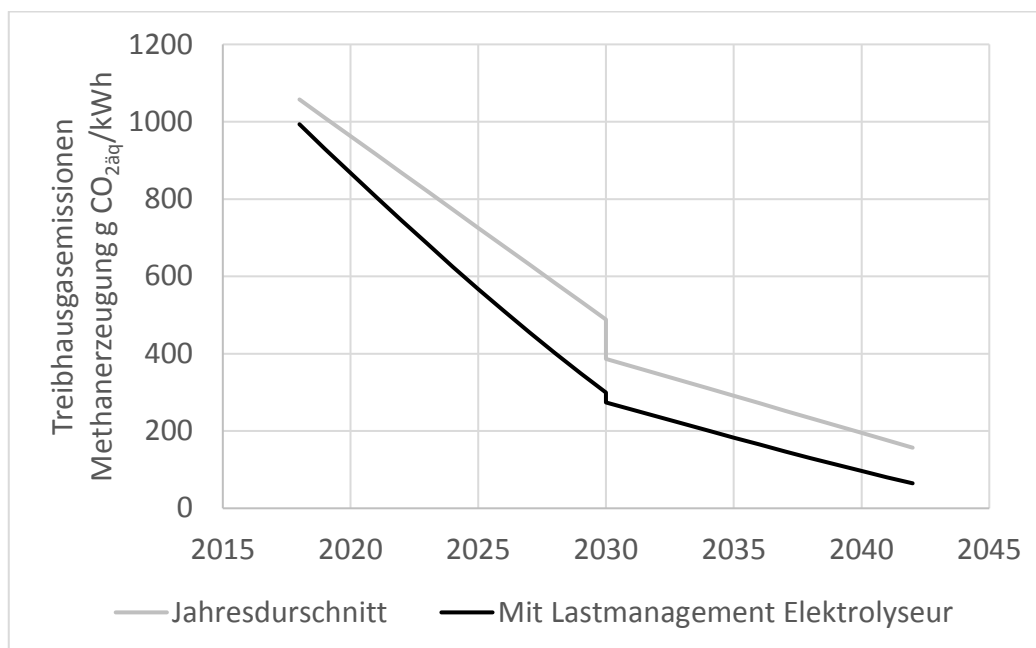


Abbildung 2-3: Berechnete Treibhausgasemissionen für synthetisches Methan aus der Stromerzeugung mit Leitungsverlusten und Vorkettenemissionen

2.1.4 Herstellung von Wasserstoff

Für die Herstellung von Wasserstoff wird einmal der Strommix und einmal erneuerbarer Strom unterstellt. Zur Vergleichbarkeit werden dieselben Pfade wie bei Strom für E-Pkw und für synthetischen Methan angenommen. Die unterstellten Wirkungsgrade des Elektrolyseurs finden sich im voranstehenden Kapitel.

Heute wird Wasserstoff überwiegend über die Dampfreformierung von Erdgas hergestellt. Diese ist oftmals die wirtschaftlichste Option. Deshalb wird ein derartiger Pfad ebenfalls mitbilanziert. Die Wirkungsgrade hierfür werden in 2019 mit 63 % und 2030 mit 70 % angenommen. Hinzu kommen Emissionen durch Verdichtung und Transport sowie Anlagenherstellung. Hierfür wurden die Werte aus Sternberg et al. 2019.

2.1.5 Herstellung von Biomethan

Die THG-Emissionen durch den Einsatz von biomassebasierten Kraftstoffen werden je nach Fragestellung und Kontext sehr unterschiedlich berechnet. Für diese Untersuchung werden die THG-Emissionen in Anlehnung an die Methodik der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) bestimmt. Dementsprechend werden alle Emissionen berücksichtigt, die von der Bereitstellung der Rohstoffe über deren Verarbeitung zum Kraftstoff bis hin zur Betankung von Fahrzeugen auftreten. Diese Emissionen werden auch als Well-to-Tank-Emissionen bezeichnet. Die Emissionen, die durch die Nutzung von Biomethan im

Fahrzeug auftreten, werden hingegen unter Tank-to-Wheel³-Emissionen zusammengefasst. Diese werden im Abschnitt 2.3 behandelt.

Biomethan wird in dieser Studie in der Speicherform als komprimiertes Gas und als kryogene (tiefkalte) Flüssigkeit betrachtet. Komprimiertes Biomethan kann vergleichbar zu komprimiertem Erdgas in CNG⁴-Fahrzeugen eingesetzt werden. Kryogenes Biomethan sowie kryogenes Erdgas werden hier als (Bio-)LNG⁵ bezeichnet.

Für die folgende Bestimmung der THG-Emissionen der unterschiedlichen, auf Biomethan basierenden Kraftstoffe wird die Biomethanproduktion aus vier unterschiedlichen Substraten betrachtet:

- nachwachsende Rohstoffe (Maissilage)
- Gülle
- Stroh
- organische Reststoffe.

Die Well-to-Tank-Emissionen der Biomethanbereitstellung werden separat für die Abschnitte der Biomethanerzeugung und den Biomethantransport plus Biomethanbetankung (komprimiert oder kryogen verflüssigt) betrachtet.

Die Gesamtemissionen der Biomethanerzeugung können im Wesentlichen folgenden Bereichen zugeordnet werden: Erzeugung und Transport der Substrate sowie Strom- und Wärmebedarf für die Biogasanlage und der folgenden Aufreinigung des Biogases zu Biomethan. Werden nachwachsende Rohstoffe für die Biomethanproduktion eingesetzt, werden die mit dem Anbau verbundenen THG-Emissionen berücksichtigt. Für Reststoffe und Abfälle definiert die RED im Anhang V hingegen, dass die THG-Emissionen dieser Substrate bis zum Zeitpunkt ihrer Sammlung nicht berücksichtigt werden. Diese Definition wird auf die untersuchten Substrate Gülle, Stroh und organische Abfälle angewendet und Emissionen erst ab der Sammlung einbezogen. Diese Definition kann hinterfragt werden, sobald eine großflächige Einsammlung erfolgt und die Rohstoffe von Reststoffen zu Waren werden und sich hierfür ein entsprechender Markt entwickelt (Majer et al. 2016).

Die THG-Emissionen, die durch die Verarbeitung der Substrate zu Biogas auftreten, werden durch die Auslegung der Anlage beeinflusst. Folgende zentrale Annahmen wurden diesbezüglich getroffen:

- Der Wärmebedarf der Biogasanlage wird intern bereitgestellt.

³ engl. Tank bis Reifen.

⁴ engl. Compressed Natural Gas.

⁵ engl. Liquidified Natural Gas.

- Der Strombedarf wird durch Netzstrom gedeckt (s. Abschnitt 2.1.1).
- Biomethanverluste liegen bei 1 % bei der Biogasproduktion und 0,2 % bei der Biomethanaufbereitung (Majer et al. 2016).
- Die Biogasaufbereitung zu Biomethan findet auf Basis einer Aminwäsche statt.
- Es werden keine technologischen Verbesserungen bis 2030 berücksichtigt und somit die Emissionen konservativ abgeschätzt. Bestehende Optionen für eine Minderung der THG-Emissionen umfassen beispielsweise Technologien zur Verminderung des Strom- und Wärmebedarfs oder Ansätze zur weiteren Vermeidung von Methanemissionen.
- Weitere Annahmen sind analog zu (Majer et al. 2016) gewählt.

Um das Biomethan als CNG dem Verkehr zur Verfügung zu stellen, wird es über das Erdgasnetz zu den Tankstellen transportiert und dort in Fahrzeuge vertankt. Das Erdgasnetz in Deutschland ist weit verbreitet, und ein Anschluss von potenziell neu errichteten Biogasanlagen an das Netz ist in vielen Fällen möglich. Auch derzeitige Biomethananlagen zeigen eine weitflächige Verbreitung auf (Daniel-Gromke et al. 2018), sodass von einem geringen Transportweg (150 km) zwischen Biomethaneinspeisung und der Tankstelle ausgegangen wird. Die Treibhausemissionen durch den Pipelinetransport sind angelehnt an Angaben in ECOINVENT 3.5. An Tankstellen wird Biomethan auf ca. 200 bar komprimiert und vertankt. Wesentlicher Treiber für THG-Emissionen sind der Energiebedarf für die Kompression, der im Bereich von ca. 2,6 % liegt. Darüber hinaus wird von geringen Methanemissionen von 0,02 % ausgegangen (vgl. Klukas et al. 2018, Timmerberg et al. 2019).

Für die Bereitstellung von Bio-LNG muss gasförmiges Biomethan verflüssigt werden. Bisher sind nur wenige LNG-Tankstellen in Deutschland verfügbar und bisher wurde erst eine Anlage zur Verflüssigung von Biomethan realisiert (energate 2019). Es sind unterschiedliche Entwicklungen denkbar, wie in Zukunft eine Bio-LNG-Versorgungskette gestaltet sein könnte. So ist technisch eine direkte Verflüssigung an der Biomethanlage ebenso möglich wie auch eine zentrale Verflüssigung an wenigen Standorten in Deutschland. Für die Berechnungen der THG-Emissionen wird von einer Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz und einer folgenden Verflüssigung an dezentralen Verflüssigungsanlagen ausgegangen. Diese Anlagen sind so platziert, dass ca. zwei Tankstellen mit LNG bedient werden können. In Anlehnung an die AFID-Richtlinie, die eine maximale Entfernung von 400 km vorschreibt, wird von einem Transportweg zwischen Verflüssigungsanlage und Tankstelle von 200 km ausgegangen. Der Energiebedarf für die Verflüssigung wird aus dem Stromnetz erfüllt und beträgt 5 % der Energie im Biomethan (Klukas et al. 2018).

Abbildung 2-4 und Abbildung 2-5 zeigen die sich ergebenden Treibhausgasemissionen für Bio-CNG und Bio-LNG. Die Bio-CNG-Bereitstellung auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen führt mit 30 bis 33 g CO_{2äq}/MJ zu den höchsten THG-Emissionen. Werden Stroh, organische Reststoffe oder Gülle (ohne Gutschrift) zur Biomethanbereitung eingesetzt, resultieren Emissionen in der Größenordnung von 12 bis 17 g CO_{2äq}/MJ für Bio-CNG. Bio-LNG emittiert bei allen Substraten durch den höheren Aufwand für die Logistik und Verflüssigung 3 bis 4 g CO_{2äq}/MJ zusätzlich.

Nach RED II-Vorgaben kann für Gülle eine Gutschrift für vermiedene THG-Emissionen angerechnet werden. Natürliche ablaufende Prozesse setzen Gülle z. T. in Methan um, wenn dieses aufs Feld aufgebracht wird. Wird Gülle zuvor in Biogasanlagen verarbeitet, wird der Gärrest in der Regel wiederum als Düngemittel aufs Feld aufgebracht. Die Methanemissionen des Gärrestes sind jedoch deutlich reduziert, da während der anaeroben Fermentation bereits ein Teil der Zersetzungsprozesse abläuft. Die Gutschrift soll dementsprechend berücksichtigen, dass Biomethananlagen dazu führen, direkte Methanemissionen von Gülle auf dem Feld zu reduzieren. Nach RED II beträgt die Gutschrift 100 g CO_{2äq}/MJ und hat somit einen signifikanten Einfluss auf die THG-Bilanz von Biomethan aus Gülle. Methan ist ein potentes Treibhausgas mit einem Treibhausgaspotenzial von 28 (nach IPCC 2016 und 2014), das also auf einen Zeitraum von 100 Jahren 28-fach stärker wirkt als CO₂. Werden diese Gutschriften berücksichtigt, ergeben sich für Bio-CNG aus Gülle negative Emissionen von -80 bis -87 g CO_{2äq}/MJ. Da diese Gutschriften nicht konsistent zur sonstigen RED-Methodik zur Berechnung von THG-Emissionen sind, sind in Abbildung 2-4 und Abbildung 2-5 auch die THG-Emissionen ohne Gutschrift dargestellt. Nach RED werden Emissionen von Nebenproduktion auf Basis des unteren Heizwerts allokiert. Eine Berechnung über Gutschriften stellt hierzu eine alternative Berechnungsmethode dar. Eine Mischung dieser zwei Ansätze ist wissenschaftlich jedoch umstritten.

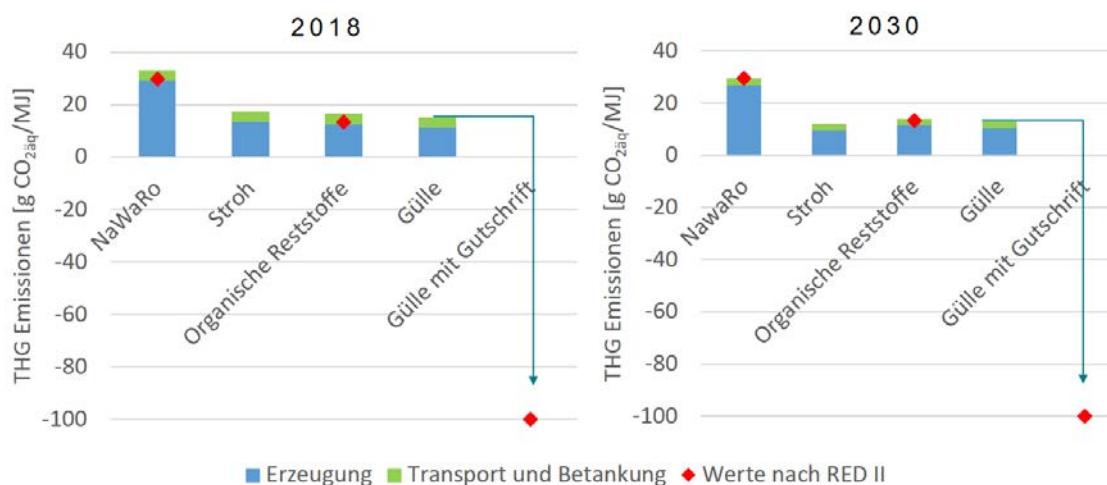


Abbildung 2-4: Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen von Bio-CNG nach unterschiedlichen Substraten und Vergleichswerte wie in RED II

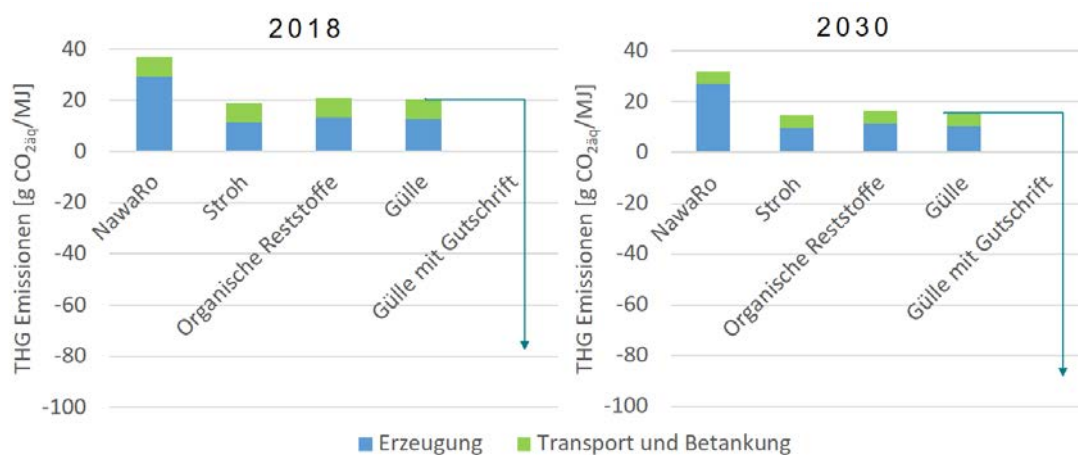


Abbildung 2-5: Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen von Bio-LNG nach unterschiedlichen Substraten

Zusätzlich zu den hier berechneten Werten sind in Abbildung 2-4 und Abbildung 2-5 die in der RED II als typisch deklarierten Standardwerte dargestellt. Diese Werte beruhen auf Annahmen, die für die Biomethanherzeugung in der EU repräsentativ sind⁶. Die typischen Werte der RED II liegen in der gleichen Größenordnung wie die in dieser Studie bestimmten Werte.

⁶ Die RED II gibt typische Werte nach unterschiedlichen Kriterien an. Diese wurden so ausgewählt, dass sie zu Anlagen in Deutschland passen. In Deutschland sind geschlossene (gasdichte) Gärrestlager gesetzlich vorgeschrieben. Ein Großteil der Biomethananlagen wurden auf Basis der EEG-Vergütung aufgebaut. Das EEG fordert maximal 0,2 % Methan im Abgasstrom, was Anlagen mit Abgasverbrennung ähnelt.

2.2 Untersuchte Fahrzeuge und Fahrzeugparameter

2.2.1 Einleitung und untersuchte Fahrzeuge

Die CO₂_{äq}-Emissionen eines Fahrzeugs, der sogenannte ökologische Fußabdruck, werden in direkte und indirekte Emissionen unterteilt. Die direkten Emissionen entstehen bei der Fahrzeugnutzung und die indirekten Emissionen bei der Fahrzeugherstellung und -verwertung sowie Kraftstofferzeugung. Die Bestimmung des ökologischen Fußabdrucks über den gesamten Lebenszyklus⁷ des Fahrzeugs, wird somit von unterschiedlichen Parametern beeinflusst. Diese Parameter sind u. a. Beschaffenheit des Brennstoffes bei der Fahrzeugherstellung, Antriebstechnik des Fahrzeugs, Herstellung und Art des Kraftstoffes, Batteriekapazität, Kraftstoffverbrauch und Fahrleistung.

Die Emissionen der Entsorgung bzw. der Verwertung des Fahrzeugs werden hier nicht weiter vertiefend betrachtet, da während dieser Phase des Lebenszyklus eines Fahrzeugs im Vergleich zu anderen Phasen wenig CO₂ emittiert wird (siehe Volkswagen 2019 und Alique et al. 2013).

In dieser Studie werden folgende Fahrzeuge betrachtet:

- Dieselfahrzeug (modern, effizient als Hybrid, wobei eine stetig steigende Zumischung von Biokraftstoffen erfolgt)
- Erdgasfahrzeug (effizient, mit Erdgas betrieben ohne Beimischung von Biomethan oder synthetischen Methan)
- Batteriefahrzeug (E-Pkw)
- Brennstoffzellenfahrzeug (BZ-Pkw; nur bezüglich der Klimabilanz betrachtet).

Nachfolgend (siehe Tabelle 2-2 bis Tabelle 2-4) werden die wichtigsten Fahrzeugparameter, zuzüglich der getroffenen Annahmen, aufgezeigt. Differenziert wird dabei im Personenindividualverkehr nach den Fahrzeugklassen Mittelklassewagen und Oberklassewagen. Im Güterverkehr wird die Sattelzugmaschine betrachtet. Dem aktuellen Stand wird das Jahr 2030 gegenübergestellt.

2.2.2 Fahrzeugparameter für Mittelklassewagen

⁷ Der Lebenszyklus eines Fahrzeugs beinhaltet die Phasen Herstellung, Nutzung und das Recycling.

Tabelle 2-2: Fahrzeugparameter Mittelklassewagen

Parameter	2019	2030
Fahrleistung Lebensdauer [km]	182.000	182.000
Bundesanstalt für Straßenwesen 2017		
Realer Kraftstoffverbrauch Diesel [l/100km]	4,7	4,1
- Verbrauchswerte für 2019 und 2030 wurden Agora Verkehrswende 2019 entnommen. - Bis 2030 wird eine Technologieverbesserung von 12 % angenommen.		
Realer Kraftstoffverbrauch Benzin [l/100km]	5,9	5,2
- Verbrauchswerte für 2019 und 2030 wurden Agora Verkehrswende 2019 entnommen. - Bei dem Verbrauch handelt es sich um einen Durchschnittsverbrauch (siehe Dieselfahrzeug). - Bis 2030 wird eine Verbesserung der Technologie von 12 % angenommen.		
Realer Kraftstoffverbrauch Erdgas [kg/100 km]	4,2	3,7
- Verbrauchswert für 2019 wurde ADAC 2016 entnommen, es ist gemessener Durchschnittsverbrauch. - Bis 2030 wird eine Verbesserung der Technologie von 12 % angenommen.		
Realer Kraftstoffverbrauch E-Pkw [kWh/100km]	18,4	15,5
- Verbrauchswerte für 2019 und 2030 wurden Agora Verkehrswende 2019 entnommen. - Der Durchschnittsverbrauch von E-Pkw liegt im Jahr 2018 bei 16 kWh/100 km zzgl. 15 % Ladeverluste der Batterie. - Bis 2030 wird eine Technologieverbesserung von 12 % angenommen, Ladeverluste der Batterie sinken auf 10 %.		
Realer Kraftstoffverbrauch Wasserstoff [kg/100 km]	0,95	0,93
- Quelle Sternberg et al. 2019; siehe auch ADAC 2019b, wie für den Mirai 2019 ähnliche Verbrauchswerte angegeben sind. - Bis 2030 wird eine Verbesserung der Technologie von 12 % angenommen.		
THG-Emissionen Produktion Diesel-Pkw [t CO₂]	8,1	8,1
- Für 2019 diente Agora Verkehrswende 2019 als Quelle. - In der Studie wird von einem Kompaktklassenfahrzeug mit einem Gewicht von 1,3 kg ausgegangen. - Für 2030 werden gleiche Produktionsemissionen angenommen.		
THG-Emissionen Produktion Benzin-Pkw [t CO₂]	7,8	7,8
Quelle und Annahmen analog zu Dieselfahrzeug.		
THG-Emissionen Produktion Erdgas-Pkw [t CO₂]	8,1	8,1
- Produktionsemissionen gleichgesetzt mit Dieselfahrzeug, siehe Volkswagen 2019. - Für das Jahr 2030 werden gleichbleibende Produktionsemissionen angenommen.		
THG-Emissionen Produktion E-Pkw [t CO₂]	13,1	12
- Für 2019 werden die Werte aus Wietschel et al. 2019a genommen, die ähnlich sind wie Agora Verkehrswende 2019 (150 kg/CO₂_{äq}/kWh pro Batteriekapazität). - Für 2030 wird in der Studie angenommen, dass die Treibhausgasemissionen bei der Batterieherstellung auf 100 kg CO₂_{äq}/kWh sinken (siehe hierzu die Diskussion in Wietschel et al. 2019a, Agora Energiewende 2019, ICCT 2018a und Regett et al. 2019).		
THG-Emissionen Produktion Brennstoffzellen-Pkw [t CO₂]	13,6	11,5
Die Produktionsemissionen für die Brennstoffzelle basieren auf Sternberg et al. 2019.		
Durchschnittskapazität Fahrzeugbatterie E-Pkw [kWh]	35	50
- Nach Wietschel et al. 2019a lag die mit Verkaufszahlen gewichtete Batteriegröße in 2018 in dieser Fahrzeugklasse bei 30 kWh; die 35 kWh berücksichtigen aktuelle Entwicklungen zu etwas größeren Batteriekapazitäten. - Die 50 kWh in 2030 unterstellen, dass der Trend zu größeren Batteriekapazitäten weiter anhält – die E-Pkw können damit immer größere Reichweiten zurücklegen (real bei ca. 350 km).		

Die durchschnittliche Fahrleistung für 2019 (für alle drei Fahrzeugklassen) wurde Bundesanstalt für Straßenwesen (2017) entnommen.

Kraftstoffverbrauch

Die Verbrauchswerte für Diesel, Benzin und Strom für ein generisches Mittelklassefahrzeug wurden von ifeu mittels des Modellierungsprogramms TREMOD⁸ ermittelt. Zur Ermittlung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs wurden die unterschiedlichen Straßenkategorien zu 30 % innerorts, 50 % außerorts und 30 % auf der Autobahn gewichtet. Für den Kraftstoffverbrauch eines Gasfahrzeugs wurde exemplarisch ein Scoda Octavia Combi 1.4 TSI G-Tec ausgewählt, der mit einem 15 kg Gastank (CNG) und einem 50 l Benzintank ausgestattet ist (siehe ADAC 2016).

Für die Ermittlung des durchschnittlichen Verbrauchs der Elektrofahrzeuge (E-Pkw – Batteriefahrzeug), hat ifeu (Agora Verkehrswende 2019) bei der Modellierung neben der Verteilung der Fahrzeugnutzung in unterschiedlichen Straßenkategorien auch die typischen Nebenverbraucher, wie Licht und Grundlast der Klimaanlage, berücksichtigt. Bei einer Batteriekapazität von 35 kWh, die bis 2030 auf 50 kWh steigt, ergab sich ein mittlerer Verbrauch von 16 kWh/100 km bzw. 18,4 kWh/100 km bei einem Ladeverlust von 15 %.

Bis 2030 wird bei der Modellierung (Agora Verkehrswende 2019) sowohl für den Verbrennungsmotor als auch für das Elektroauto eine Technologieverbesserung durch Effizienzsteigerung von 12 % hinterlegt. In Agora Verkehrswende (2019) werden Gas- und Brennstoffzellenfahrzeuge nicht betrachtet. Für deren Effizienzentwicklung wird in dieser Studie die gleiche Annahme wie bei den konventionellen Fahrzeugen getroffen. Die Ladeverluste, die beim Beladen eines Elektroautos anfallen, sinken bis 2030 von 15 % auf 10 % ab (Agora Verkehrswende 2019).

Für die Fahrzeugdaten bei den Brennstoffzellen-Pkw wird im Wesentlichen auf die Daten aus der aktuellen Studie Sternberg et al. (2019) zurückgegriffen. Die dortigen Fahrzeugdaten beziehen sich aufgrund der Leistungs- und Verbrauchswerte eher auf ein Mittelklassefahrzeug bzw. kleine SUV. Für ein Oberklassenfahrzeug werden hier aufgrund der höheren Gewichts- und Leistungsdaten entsprechende Anpassungen vorgenommen.

⁸ TREMOD (Transport Emission Model), von ifeu entwickelt, bildet für den Zeitraum 1960 bis 2035 die Fahr- und Verkehrsleistung, Energieverbräuche und die Luftschadstoffemissionen des deutschen motorisierten Verkehrs ab.

Emissionen Fahrzeugproduktion

Die Annahmen für die Produktionsemissionen von Diesel- und Benzin-Pkw wurden der Agora Verkehrswende (2019) entnommen. Für Gasfahrzeuge wird die gleiche Annahme getroffen wie in Volkswagen (2019) dargestellt, d.h. die Produktionsemissionen sind analog zu den Dieselfahrzeugen. Bis 2030 werden für alle Antriebsarten gleichbleibende Produktionsemissionen angenommen.

Bei Elektrofahrzeugen werden bei der Batterieherstellung Produktionsemissionen von 150 kg CO_{2äq}/kWh Batteriekapazität angenommen, bis 2030 sinken diese auf 100 kg CO_{2äq}/kWh⁹ ab. Die Begründung basiert auf den vielfältigen Optionen zur Verbesserung der Treibhausgasbilanz bei der Batterieproduktion (siehe hierzu die Quellenangaben in Wietschel et al. 2019a).

Die Produktionsemissionen für die Brennstoffzellenfahrzeuge werden aus Sternberg et al. (2019) übernommen.

2.2.3 Fahrzeugparameter für Oberklassewagen

Für die Fahrzeugklasse der Oberklassewagen (siehe Tabelle 2-3) wird im Vergleich zum Mittelklassenwagen bei der Ermittlung des Kraftstoffverbrauchs ein Mehrverbrauch von 27 % angenommen.

Die Produktionsemissionen wurden mit dem Skalierungsfaktor von 120 % berechnet.

⁹ u.a. wegen geringerem Energieverbrauch und verändertem europäischen Strommix in 2030.

Tabelle 2-3: Fahrzeugparameter von Oberklassewagen

Parameter	2019	2030
Fahrleistung Lebensdauer [km]	260.000	260.000
▪ Bundesanstalt für Straßenwesen 2017		
Realer Kraftstoffverbrauch Diesel [l/100km]	6,0	5,3
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter der Annahme eines Mehrverbrauchs von 27 %.		
Realer Kraftstoffverbrauch Benzin [l/100km]	7,5	6,6
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter der Annahme eines Mehrverbrauchs von 27 %.		
Realer Kraftstoffverbrauch Erdgas [kg/100 km]	4,7	4,5
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter der Annahme eines Mehrverbrauchs von 27 %.		
Realer Kraftstoffverbrauch E-Pkw [kWh/100km]	23,4	19,7
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter der Annahme eines Mehrverbrauchs von 27 %.		
Realer Kraftstoffverbrauch Wasserstoff [kg/100 km]	1,01	0,99
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter Annahme von höherer Leistung und höherem Leergewicht.		
THG-Emissionen Produktion Diesel-Pkw [t CO₂]	9,7	9,7
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter Berücksichtigung des Skalierungsfaktors von 120 % (auf Basis Leergewicht).		
THG-Emissionen Produktion Benzin-Pkw [t CO₂]	9,4	9,4
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter Berücksichtigung des Skalierungsfaktors von 120 % (auf Basis Leergewicht).		
THG-Emissionen Produktion Erdgas-Pkw [t CO₂]	9,4	9,4
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter Berücksichtigung des Skalierungsfaktors von 120 % (auf Basis Leergewicht).		
THG-Emissionen Produktion E-Pkw [t CO₂]	21,9	18,6
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter Berücksichtigung des Skalierungsfaktors (auf Basis Leergewicht und Leistungsdaten).		
THG-Emissionen Produktion Brennstoffzellen-Pkw [t CO₂]	15,8	13,5
▪ Analog zum Mittelklassewagen, aber unter Berücksichtigung des Skalierungsfaktors (auf Basis Leergewicht und Leistungsgröße).		
Durchschnittskapazität Fahrzeugbatterie E-Pkw [kWh]	82	90
Die durchschnittliche Batteriegröße (kWh) von E-Pkw-Neufahrzeugen, in der Oberklasse in Deutschland 2018 gewichtet nach Verkaufszahlen, lag 2018 bei 82 kWh (Wietschel et al. 2019a).		
Für 2030 wird eine leicht steigende Batteriegröße unterstellt (reale Reichweite ca. 500 km).		

In Abbildung 2-7 sind alle betrachteten Energiepfade und Antriebssysteme für Pkw in der Übersicht dargestellt. Weiterhin sind die Gesamtwirkungsgrade (WtW) überschlägig angegeben. An diesen sieht man u. a., dass der Bedarf an Strom bei Wasserstoff und synthetischem Methan sehr hoch ist im Vergleich zu der direkten Nutzung des Stroms. Dies schlägt sich u. a. in der Treibhausgasbilanz nieder.

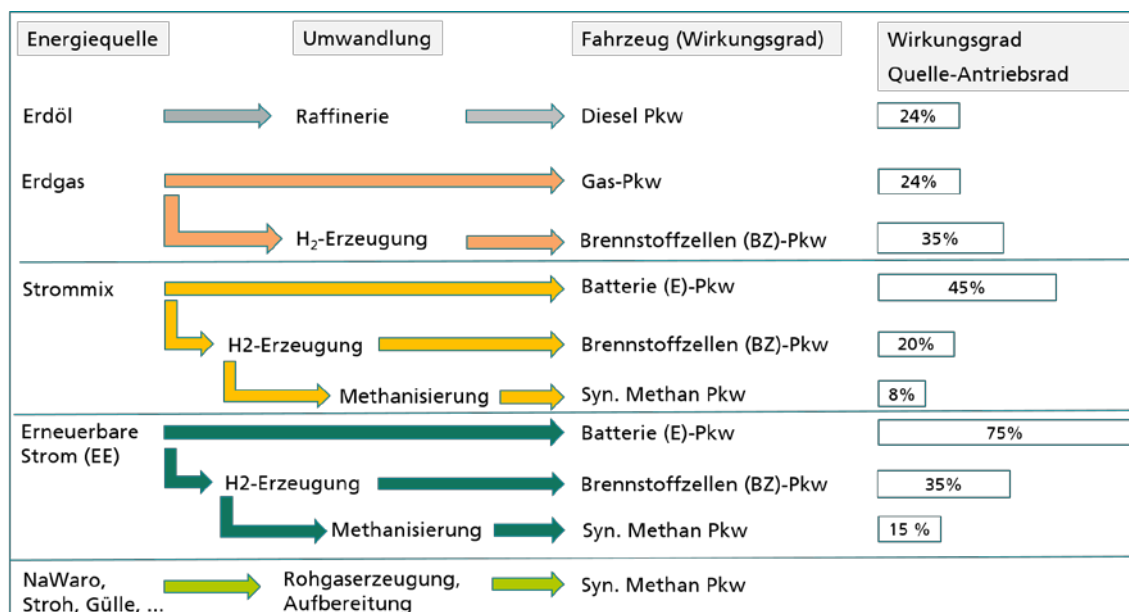


Abbildung 2-6: Übersicht über betrachtete Energiepfade und Antriebssysteme mit Gesamtwirkungsgraden

2.2.4 Fahrzeugparameter für Lkw

Zur Feststellung der durchschnittlichen Fahrleistung von Sattelzugmaschinen (SZM) für das Jahr 2017 dienen die statistischen Werte des Kraftfahrt-Bundesamtes als Quelle.

Als Quelle für die Produktionsemissionen von Diesel- und Erdgas-SZM dient der Fußabdruck-Rechner von Volvo (2019). Gewählt wurden hier die Modelle Volvo FH 16 Diesel und Volvo FH 16 LNG. Die LNG-Sattelzugmaschine hat einen aufgerüsteten Dieselmotor D13K (mit der neuen Bezeichnung G13C) mit einem 13 l Hubraum. Ausgestattet ist der LNG-Lkw mit einem LNG-Tank (mit Fassungsvermögen zw. 275 l und 495 l), einem 170 l-Dieseltank und einem 64 l-AdBlue-Tank. Der Diesel wird für die Fremdzündung von LNG benötigt, der AdBlue-Tank dient für die Abgasnachbehandlung.

Tabelle 2-4: Fahrzeugparameter Sattelzugmaschine

Parameter	2019	2030
Fahrleistung Lebensdauer [km]	684.000	684.000
Siehe KBA.		
Realer Kraftstoffverbrauch Diesel [l/100km]	32	25
Siehe Fraunhofer ISI 2019.		
Realer Kraftstoffverbrauch Erdgas [kg/100 km]	26	21
Siehe Fraunhofer ISI 2019.		
Realer Kraftstoffverbrauch Strom [kWh/100km]	140	123
Siehe Fraunhofer ISI 2019.		
Realer Kraftstoffverbrauch Wasserstoff [kg/100 km]	262	225
Siehe Fraunhofer ISI 2019.		
THG-Emissionen Produktion Diesel-SZM [t CO₂]	20	20
Die Produktionsemissionen sind der Sattelzugmaschine Volvo FH 16 Diesel (7,4 kg Leergewicht) zugeordnet und sind von Volvo 2019 mittels des CO ₂ -Rechners ermittelt worden.		
THG-Emissionen Produktion Erdgas-SZM [t CO₂]	20	20
Die Produktionsemissionen sind der Sattelzugmaschine Volvo FH 16 CNG (8,2 kg Leergewicht) zugeordnet, von Volvo ermittelt.		

2.3 Vergleich der Treibhausgasemissionen

2.3.1 Ergebnisse für Mittelklassewagen

Auf Basis der vorgestellten Ansätze zur Quantifizierung der THG-Emissionen werden innerhalb dieses Kapitels die Ergebnisse für die Klimabilanz verschiedener Antriebstechnologien vorgestellt.

In Abbildung 2-7 sind die Ergebnisse für ein Mittelklassefahrzeug dargestellt. Von den konventionellen Energiepfaden (darunter werden im folgenden immer Erdgas, Benzin, Diesel und Strommix verstanden) weisen die E-Pkw sowohl für 2019 wie 2030 deutlich die beste Klimabilanz auf. Brennstoffzellen (BZ)-Pkw und konventionelle Pkw mit synthetischem Methan, der über den Strommix hergestellt wurde, haben eine sehr schlechte Bilanz. Werden die BZ-Pkw mit Wasserstoff über die Erdgasdampfreformierung betrieben, ist ihre Klimabilanz leicht schlechter als bei den heutigen konventionellen Pkw, von denen das Erdgasfahrzeug die besten Werte aufweist.

Die erneuerbaren Energiepfade weisen alle eine sehr gute Klimabilanz auf. Biomethan aus Bioabfällen, aus Stroh und aus Gülle zeigen hier die niedrigsten Werte. Wenn Gutschriften für Biomethan aus der Gülle integriert werden, dann sind sie sogar deutlich negativ. Auch der synthetische Methanpfad in Kombination mit Verbrennungsmotoren

ist von der Klimabilanz sehr gut. Bei den E- und BZ-Pkw machen sich die höheren Emissionen in der Fahrzeugproduktion negativ bemerkbar. Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen (NaWaro) hat zwar auch gegenüber den konventionellen Pfaden eine deutlich bessere Klimabilanz, sie ist allerdings aber etwas schlechter als die anderen Erneuerbaren-Pfade.

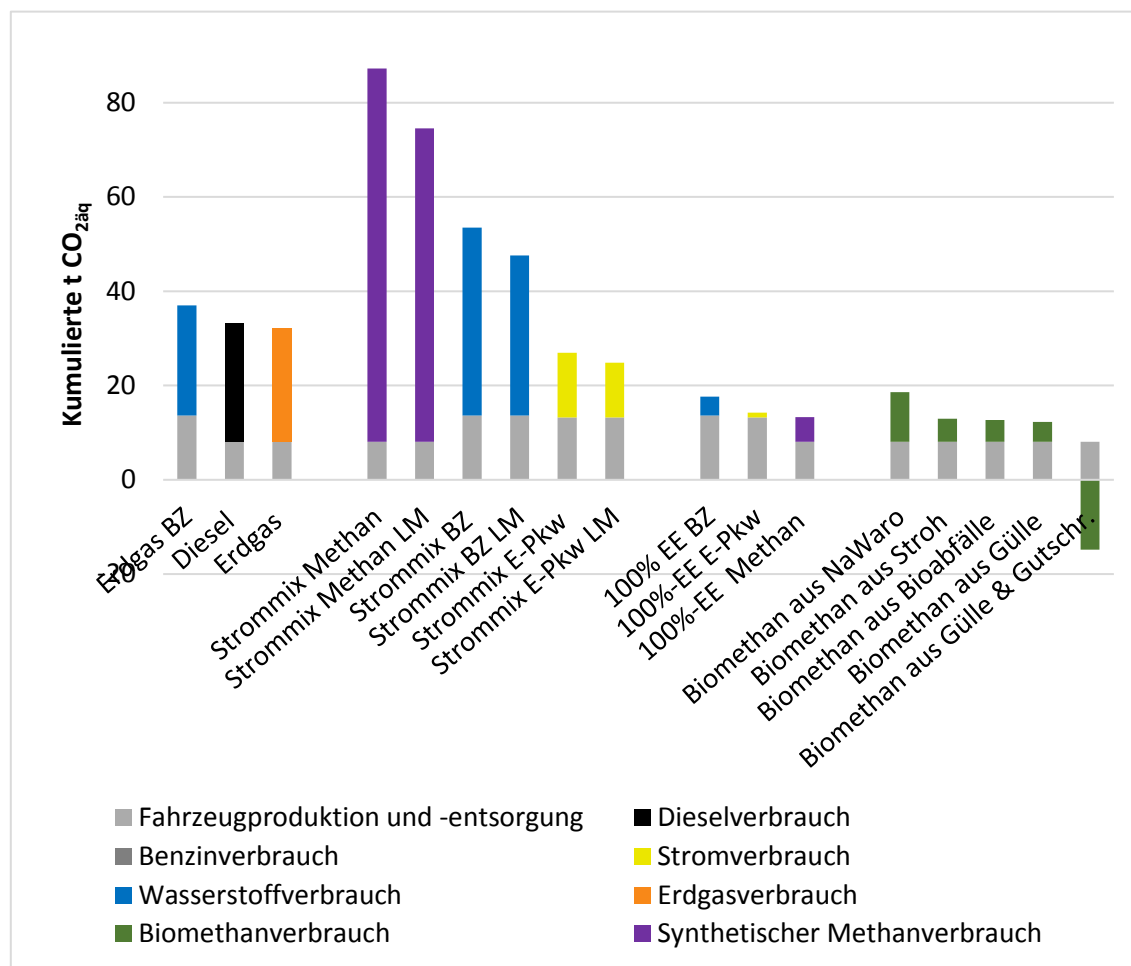


Abbildung 2-7: Treibhausgasemissionen eines Mittelklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 182.000 km und von 2019 bis 2031 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom)

In der nachfolgenden Abbildung 2-8 sind die Ergebnisse für ein Mittelklassefahrzeug, welches in 2030 angeschafft wird, bilanziert. Wesentliche Änderung gegenüber 2019 ist, dass die Strommixpfade deutlich besser werden. Hier macht sich die angenommene Absenkung der Treibhausgase in der Stromerzeugung deutlich bemerkbar. Synthetisches Methan und insbesondere Wasserstoff auf Basis der Strommixes liegen unterhalb

der anderen konventionellen Pfade, gerade dann, wenn Lastmanagement einbezogen wird.

Aus den konventionellen Pfaden (Diesel, Erdgas, Strommix) sticht auch hier wieder der E-Pkw mit einer sehr guten Bilanz hervor. Alle Biomethanpfade, bis auf Nawaro, zeigen ansonsten weiterhin die niedrigsten kumulierten $\text{CO}_{2\text{äq}}$ auf. Die Lösungen auf Basis von 100% erneuerbaren Strom liegen knapp darüber.

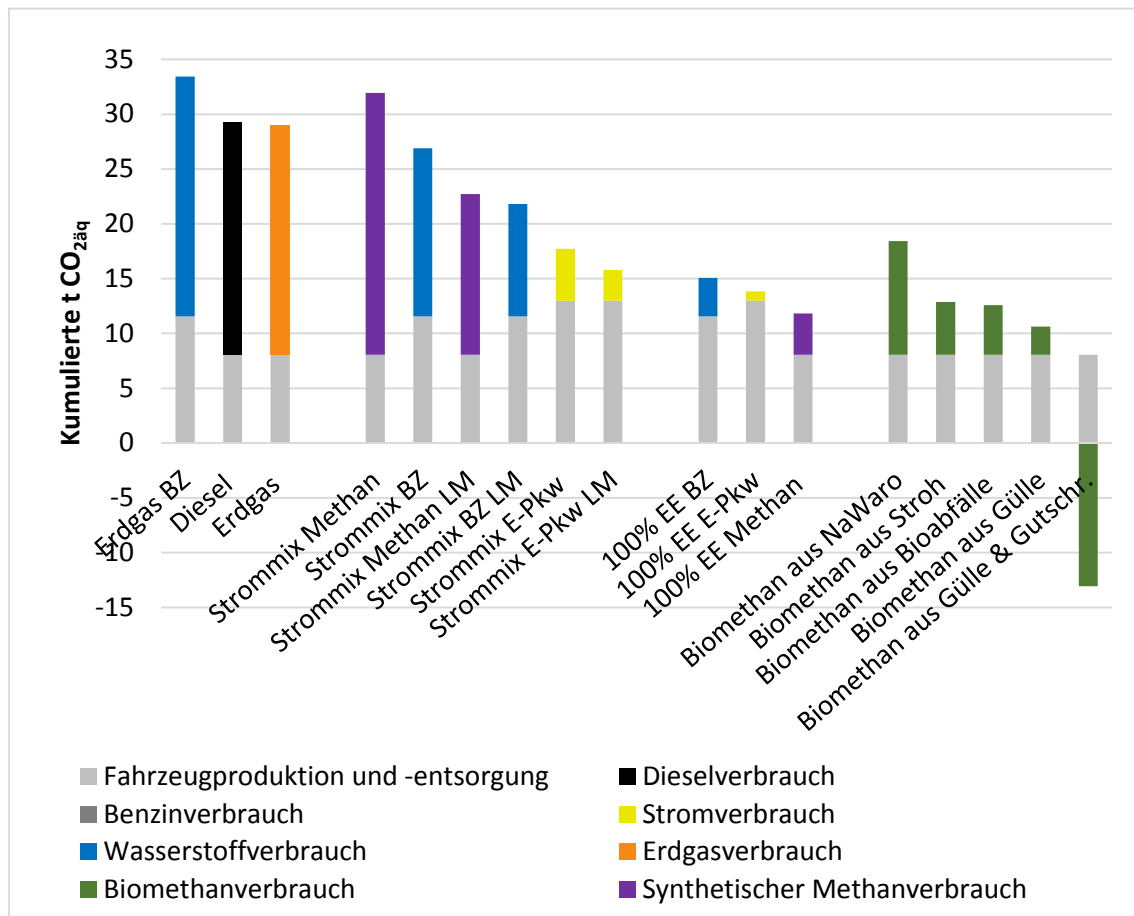


Abbildung 2-8: Treibhausgasemissionen eines Mittelklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 182.000 km und von 2030 bis 2042 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom)

Den Verlauf der kumulierten $\text{CO}_{2\text{äq}}$ über die Zeit für ausgewählte Pfade wird in Abbildung 2-9 und Abbildung 2-10 illustriert.

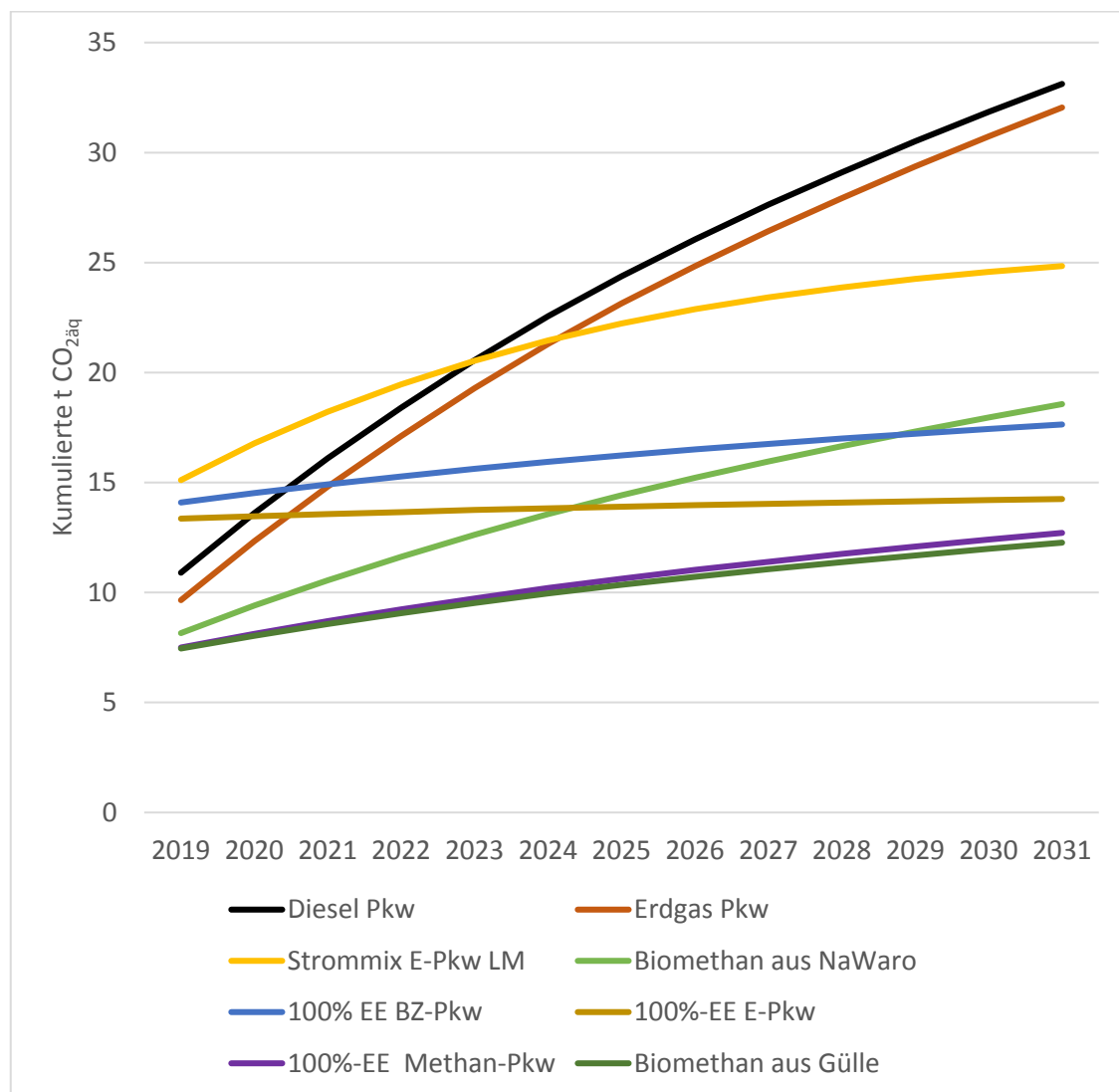


Abbildung 2-9: Entwicklung der kumulierten Treibhausgasemissionen eines Mittelklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien von 2019 bis 2031 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom). Es wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug zum 01.01.2019 angeschafft wird.

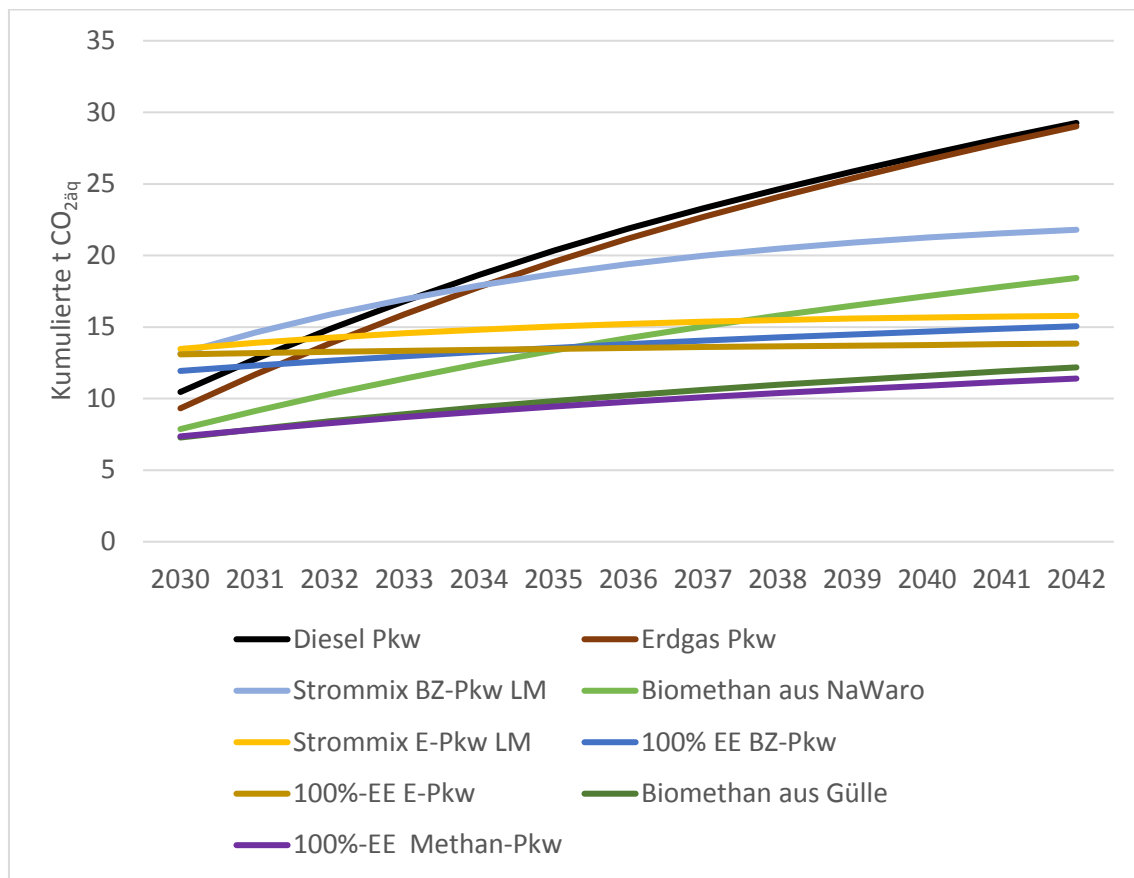


Abbildung 2-10: Entwicklung der kumulierten Treibhausgasemissionen eines Mittelklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien von 2030 bis 2042 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom). Es wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug zum 01.01.2019 angeschafft wird.

2.3.2 Ergebnisse für Oberklassewagen

Bei den Oberklassefahrzeugen fällt das Ergebnis ähnlich wie bei den Mittelklassefahrzeugen aus (siehe Abbildung 2-11). Aufgrund der höheren Verbrauchswerte und höherer Fahrleistung wirkt sich allerdings das Lastmanagement nochmals positiver auf die Klimabilanz aus. Gerade der BZ-Pkw profitiert davon im Jahre 2030 und kommt dann nur noch auf etwas höhere Werte als die E-Pkw beim Strommix. Aufgrund der deutlich höheren Batteriekapazitäten bei E-Pkw wirkt sich die Herstellung deutlich negativer auf die Klimabilanz aus. Dies liegt u. a. an der unterstellten Steigerung in den Batteriekapazitäten. Dies wird aber zu einem guten Teil durch die Effizienzvorteile in der Nutzungsphase wieder kompensiert. Auch bei den Brennstoffzellenfahrzeugen machen sich die höheren Treibhausgasemissionen in der Herstellung bemerkbar. Hier zeigt sich, wie wichtig es ist, das Gewicht des ökologischen Rucksacks der Batteriefahrzeuge und der Brennstoffzellenfahrzeuge durch die Produktion deutlich zu senken.

Die höhere Laufleistung sowie die stärkere Auswirkung der Effizienzunterschiede im Antrieb wirken sich sehr positiv auf die Vorteile in der Klimabilanz für erneuerbaren Biome-
than und Strompfade gegenüber den konventionellen Antrieben aus. Synthetische Me-
than auf Basis von 100 % erneuerbarem Strom hat die beste Klimabilanz in 2030.

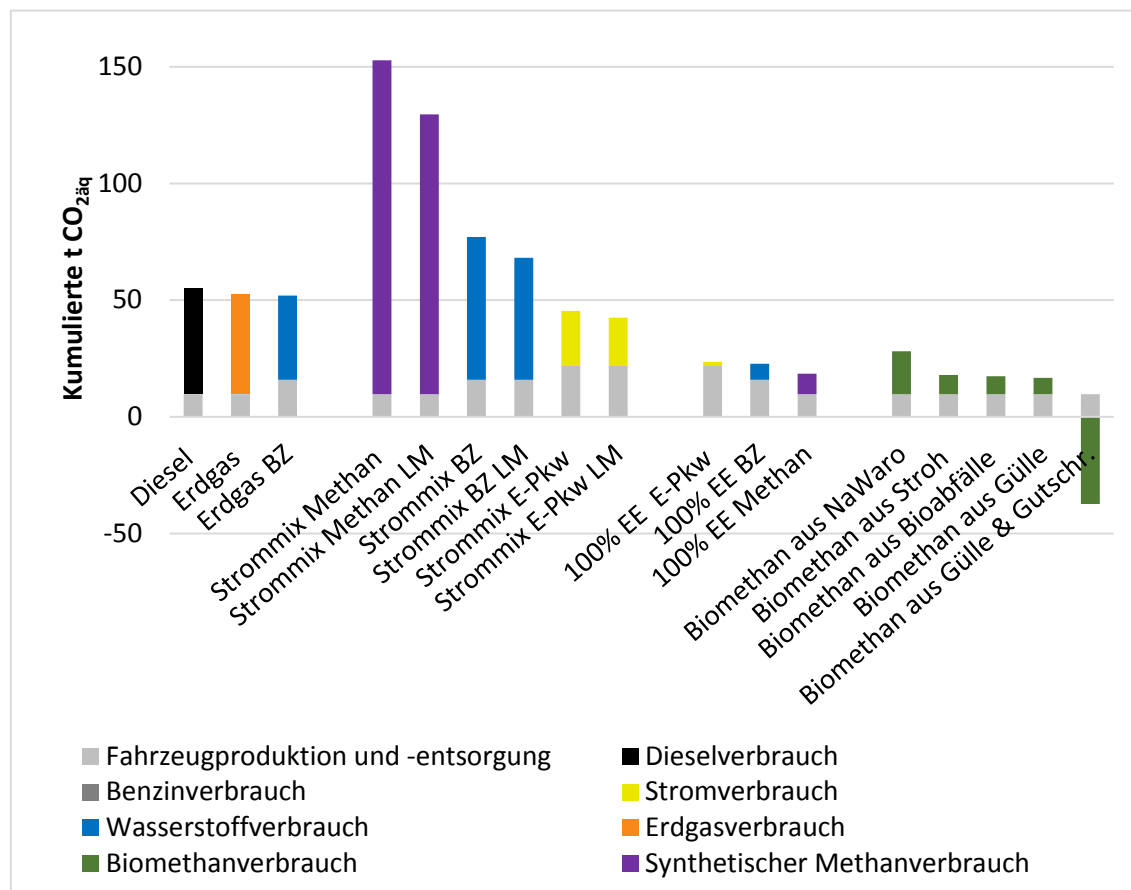


Abbildung 2-11: Treibhausgasemissionen eines Oberklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 260.000 km und von 2019 bis 2031 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom)

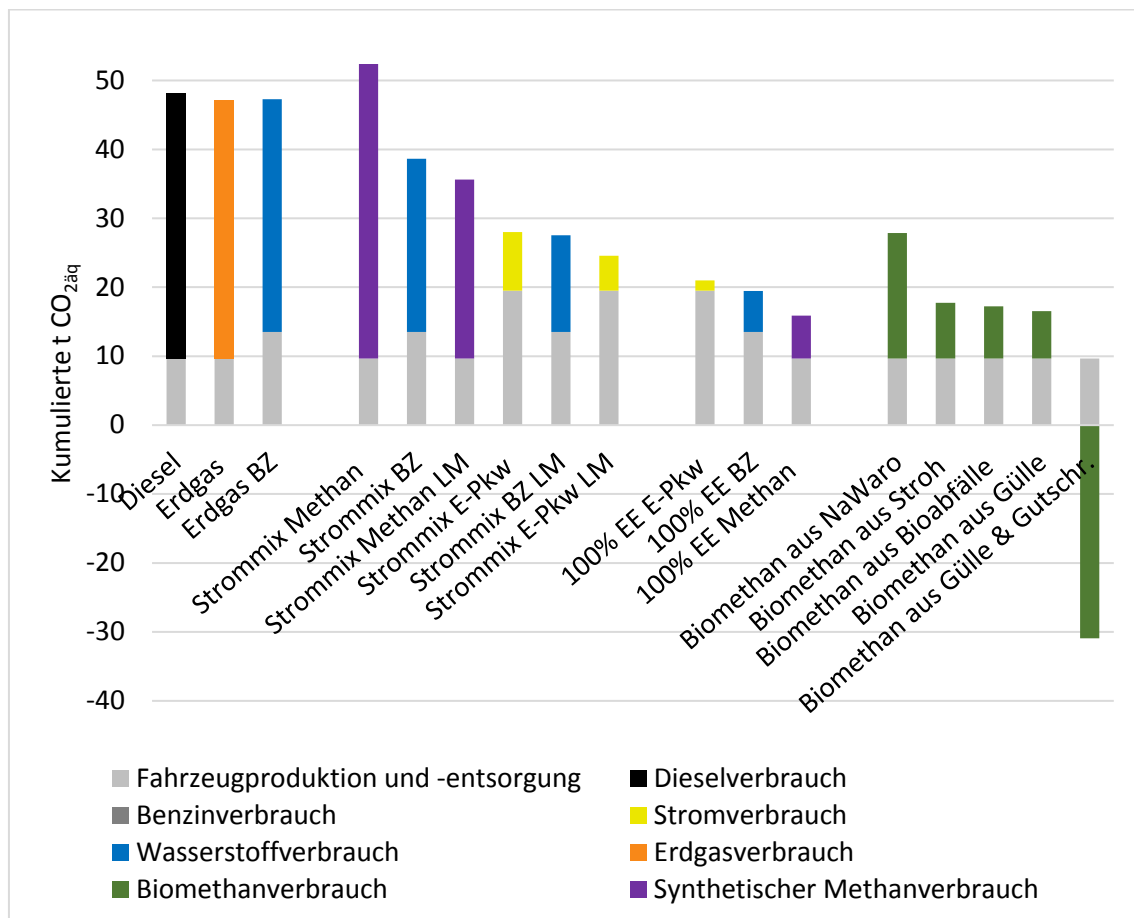


Abbildung 2-12: Treibhausgasemissionen eines Oberklassefahrzeugs mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 260.000 km und von 2030 bis 2042 bilanziert (BZ: Brennstoffzelle, E-Pkw: Batteriefahrzeug, LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom)

2.3.3 Ergebnisse für Lkw

Bei den schweren Lkw spielt die Herstellung nur eine sehr untergeordnete Rolle. Die Emissionen, hervorgerufen durch die Nutzungsphase, sind stark ergebnisrelevant (siehe Abbildung 2-13 und Abbildung 2-14). Die hohe jährliche Fahrleistung sowie der hohe Verbrauch sind die entscheidenden Treiber. Biomethan kann gegenüber dem konventionellen Dieselantrieb und Erdgas die Treibhausgasemissionen deutlich senken. Synthetisches Methan auf Basis des deutschen Strommixes macht heute aus Klimagesichtspunkten keinen Sinn. In 2030 kann, wenn die Elektrolyseure preisgesteuert gefahren werden, eine Treibhausgasminderung gegenüber Diesel und Erdgas erzielt werden. Auf der Basis von 100 % erneuerbarem Strom führt dieser Pfad zu einem deutlichen Absinken der Treibhausgasemissionen.

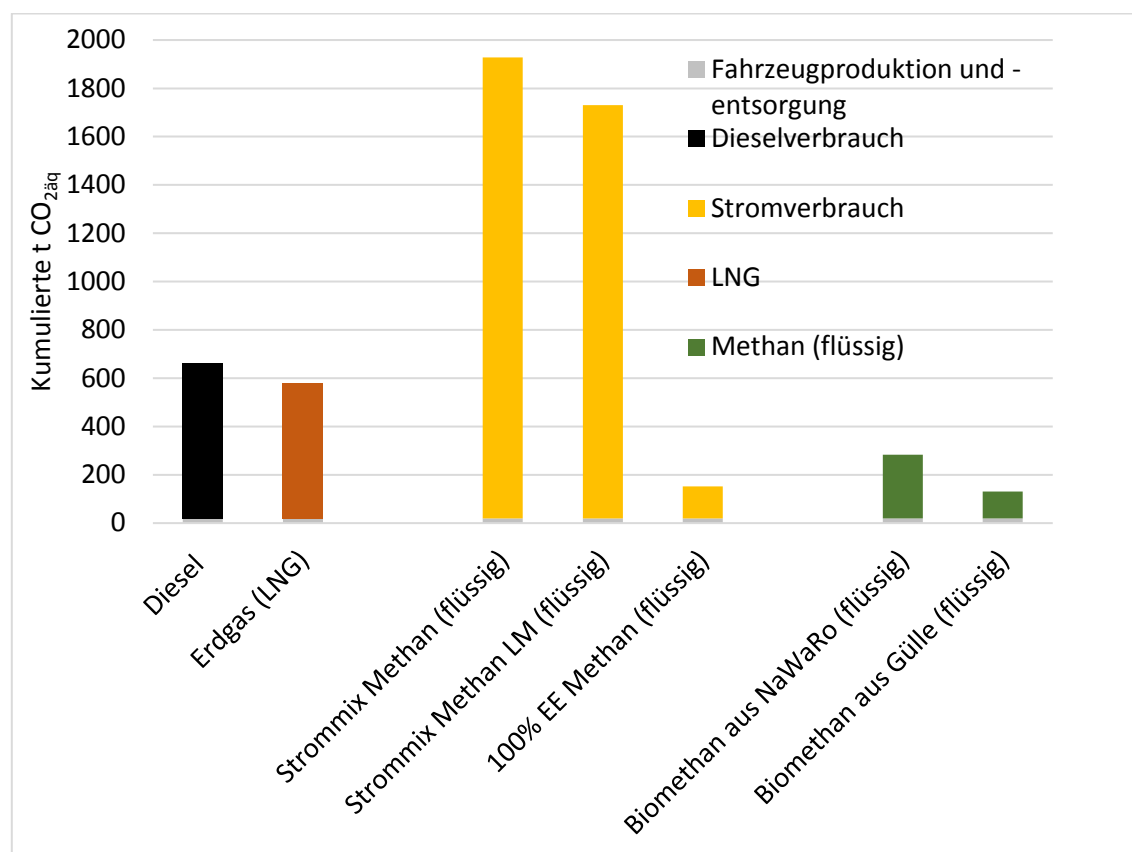


Abbildung 2-13: Treibhausgasemissionen von schweren Güterverkehr-Lkw mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 684.000 km und von 2019 bis 2025 bilanziert (LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom)

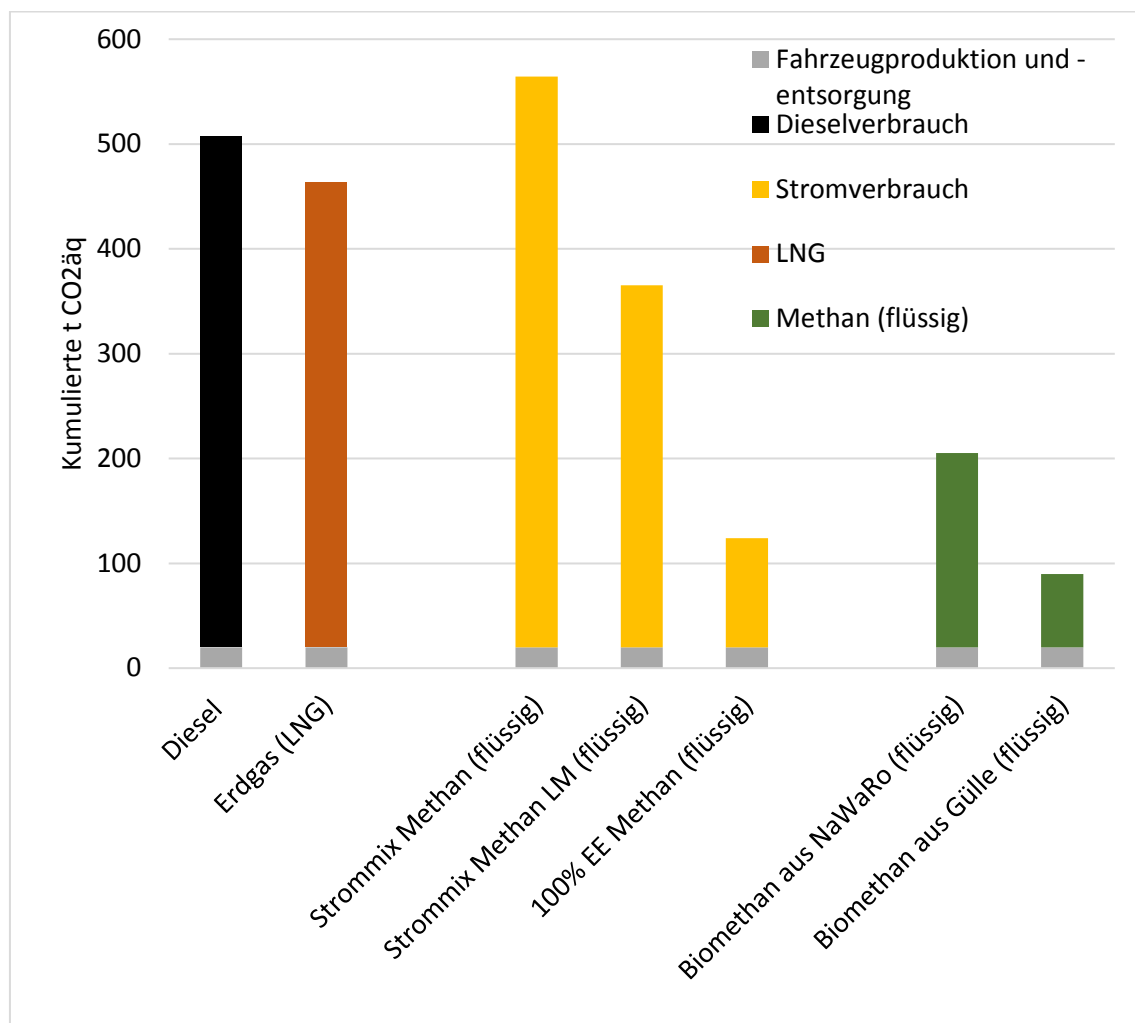


Abbildung 2-14: Treibhausgasemissionen von schweren Güterverkehr-Lkw mit unterschiedlichen Antriebstechnologien, über den Lebensweg von 684.000 km und von 2030 bis 2036 bilanziert (LM: Mit Lastmanagement, EE: Erneuerbarer Strom)

3 Kostenanalyse

3.1 Methode der TCO-Berechnung

Zum Vergleich verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw aus wirtschaftlicher Perspektive wird eine Berechnung auf Basis des Verfahrens Total Cost of Ownership (TCO) durchgeführt. Die TCO umfassen dabei alle Kosten, die für Erwerb und Nutzung eines Fahrzeugs über dessen gesamte Lebensdauer hinweg anfallen. Eine entsprechende Berechnung der „Gesamtnutzungskosten“ ist für einen fairen Vergleich erforderlich, da sich Anschaffungskosten und laufende Kosten bei den Antriebsalternativen mitunter deutlich unterscheiden. Die Anschaffungskosten von Diesel-Pkw oder E-Pkw sind beispielsweise deutlich höher als die vergleichbarer Gas-Pkw, wobei letztere wiederum höhere Energieverbräuche und damit Verbrauchskosten aufweisen. Eine TCO-Berechnung stellt dabei eine adäquate und ganzheitliche Methode zur Wirtschaftlichkeitsbewertung verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme dar.

In Tabelle 3-1 sind die in der TCO-Berechnung berücksichtigten Größen dargestellt. Berücksichtigt werden die Anschaffungskosten des Fahrzeugs sowie die sich über die Zeit verändernden Kraftstoffkosten für Diesel, Strom, Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan (jeweils CNG, LNG). Weiterhin werden die sich ebenfalls verändernden Jahresfahrleistungen sowie konstante Reparatur-, Wartungs- und Versicherungskosten berücksichtigt. Demgegenüber wird ein möglicher Restwert des Fahrzeugs nicht miteinbezogen, da die gesamte Lebensdauer des Fahrzeugs betrachtet wird und davon ausgegangen wird, dass dieses am Ende der Lebensdauer nicht mehr nutzbar ist und verschrottet wird. Überdies sind Aussagen zum Restwert von Fahrzeugen mit alternativem Antrieb aktuell ohnehin schwer möglich. Ladeinfrastrukturkosten werden ebenfalls nicht berücksichtigt, da valide Daten zu Kosten und Bedarf von Ladeinfrastruktur aktuell nicht bei allen zu betrachtenden Kraftstoffarten verfügbar sind. Weiterhin bleiben Abgaben und Umlagen unberücksichtigt, da volkswirtschaftliche in Abgrenzung zu betriebswirtschaftlichen Kosten der Antriebsalternativen betrachtet werden sollen.

Betriebswirtschaftliche Bewertungen befassen sich mit dem wirtschaftlichen Handeln von Unternehmen. Volkswirtschaftliche Größen wie Steuern, Abgaben und Subventionen fließen als exogene, unveränderbare Größen in die Kostenbetrachtung mit ein (Wietzel et al. 2018). Bei einer volkswirtschaftlichen Bewertung hingegen steht die Frage im Vordergrund, wie die Volkswirtschaft als eine optimal funktionierende Gesamtwirtschaft aussehen soll. Zur Annäherung an diesen Zielzustand kann der Staat auf Steuerungsinstrumente wie Steuern, Abgaben und Subventionen zurückgreifen, die zunächst Transferzahlungen von Haushalten und Unternehmen an den Staat darstellen. Der Sta-

tus quo wird bei der volkswirtschaftlichen Bewertung deshalb in einer rein kostenbasierten Bewertung ohne die genannten Transferzahlungen erfasst. Eine entsprechende volkswirtschaftliche Bewertung soll auch im Rahmen dieser Studie erfolgen. Daher bleiben unter anderem Mehrwertsteuer, Umsatzsteuer, Energiesteuer, aber auch Absetzung für Abnutzung (Afa) sowie Lkw-Maut unberücksichtigt.

Weiterhin erfolgt eine Diskontierung zukünftiger Kosten auf den jeweiligen Betrachtungszeitpunkt, um Kapitalkosten und den entsprechenden Zeitwert der Kosten zu berücksichtigen.

Tabelle 3-1: In der TCO-Berechnung betrachtete Größen

Parameter	Abkürzung	Pkw (privat)	Lkw (gewerblich)
Anschaffungskosten	A ₀	✓	✓
Restwert	-	✗	✗
Lebensdauer Fahrzeug	T	✓	✓
Kraftstoffkosten (variable Prognose) (Diesel, Strom, Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan)	KK	✓	✓
Kraftstoffverbrauch	KV	✓	✓
Jahresfahrleistung (variabel)	JFL	✓	✓
Wartungs- und Reparaturkosten	WK	✓	✓
Versicherungskosten	VK	✓	✓
Ladeinfrastrukturkosten	-	✗	✗
Steuern und Umlagen	-	✗	✗
Diskontierung zukünftiger Kosten mit volkswirtschaftlichem Zinssatz	i	✓	✓

Zur Berechnung der TCO wird folgende Formel herangezogen:

$$TCO = A_0 + \sum_{t=1}^T \frac{\overbrace{(KK_t * KV + WK) * JFL_t}^{\text{variable Kosten}} + \underbrace{\widehat{VK}}_{\text{fixe Kosten}}}{(1+i)^t}$$

Die TCO ergeben sich hierbei als Summe aus den Anschaffungskosten zum Betrachtungszeitpunkt t=0 und den variablen und fixen Kosten über die gesamte Lebensdauer des Fahrzeugs, die auf den Betrachtungszeitpunkt diskontiert werden. Die variablen Kosten setzen sich zusammen aus dem Produkt von Kraftstoffkosten und Kraftstoffverbrauch sowie den Wartungs- und Reparaturkosten und werden mit der jeweiligen Jahresfahrleistung multipliziert. Die fixen Kosten bestehen aus den Versicherungskosten.

Kraftstoffkosten und Jahresfahrleistung ändern sich im Zeitverlauf, ebenso wie der Diskontierungsfaktor (Nenner der Formel). Alle anderen Größen werden als konstant angenommen.

3.2 Kostenparameter

3.2.1 Allgemeine Parameter

Für die Berechnung der TCO sind zahlreiche allgemeine kostenbezogene Parameter erforderlich, die unabhängig vom betrachteten Fahrzeug sind. Diese sind Batteriekosten, volkswirtschaftlicher Zinssatz, Inflationsrate sowie Umrechnungsfaktoren für den Energiegehalt der Energieträger.

Es ist hervorzuheben, dass alle Kosten reale, also inflationsbereinigte Werte in Abgrenzung zu nominalen Werten darstellen. Das Bezugsjahr ist jeweils 2018.

Batteriekosten

Die Batteriekosten für 2018 und 2030 basieren auf Thielmann et al. (2017), welche auf Basis eines umfassenden Vergleichs von Kostenprognosen aus der Literatur eine eigene konservative Prognose für die künftige Entwicklung der Zellkosten erstellen. Es wird davon ausgegangen, dass sich künftig im Automotive-Sektor vor allem großformatige prismatische sowie Pouch-Zellen auf Basis von Lithium-Ionen durchsetzen werden (Thielmann et al. 2017). Es wird jeweils der Mittelwert der Prognose der Zellkosten von Thielmann et al. (2017) in den Bezugsjahren herangezogen. In Anlehnung an Moll (2019) ist auf die Batteriezellkosten der Faktor 1,3 (Thielmann et al. 2015) aufzuschlagen, um Batteriesystemkosten (Batteriezellen zusammengefasst als Module bzw. Packs mit Batteriemanagementsystem) zu erhalten. In Summe ergeben sich für 2018 Batteriekosten von 300 €/kWh sowie von 115 €/kWh für 2030 (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Batteriekosten

Jahr	2018	2030
Batteriekosten [€ ₂₀₁₈ /kWh]	300	115

Zwar wird im Zusammenhang mit der zunehmenden Verbreitung der Elektromobilität insbesondere die Nachfrage nach den Rohstoffen Kobalt und Lithium zunehmen und begrenzte Ressourcen werden als kritisch und preistreibend eingestuft. Jedoch wird einerseits der Kobaltanteil in Batterien immer weiter reduziert (Öko-Institut 2017; Olivetty et al. 2017) und andererseits gelten die Lithium-Reserven für das kommende Jahrzehnt gesichert, zumal Lithium beispielsweise auch durch das global gut verfügbare Natrium ersetzt werden kann. Die getroffenen Kostenannahmen sind daher als realistisch einzuschätzen.

Zinssatz

In Anlehnung an Wietschel et al. (2018) wird ein inflationsbereinigter volkswirtschaftlicher Zinssatz von 4 % angenommen, welcher Refinanzierungskosten, Unsicherheiten sowie zeitliche Präferenzen berücksichtigt.

Inflationsraten

Um einen einheitlichen Bezugszeitpunkt für alle Kostenparameter herstellen zu können, sind die historischen Inflationsraten (Veränderungen der Verbraucherpreisindizes gegenüber dem Vorjahr) erforderlich. Diese sind Destatis (2019a) entnommen und in Tabelle 3-3 dargestellt.

Tabelle 3-3: Inflationsraten im Zeitverlauf

Jahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Inflationsrate [%]	1,1 %	2,1 %	2,0 %	1,4 %	1,0 %	0,5 %	0,5 %	1,5 %	1,8 %

Umrechnungsfaktor Energiegehalt Methan

Der Umrechnungsfaktor von Masse in Energie für Methan wird gemäß DIN EN 16258:2013-03 mit 12,53 kWh/kg angenommen.

3.2.2 Kostenparameter Pkw

Die relevanten Kostenparameter für Pkw sind Anschaffungskosten, Batteriekapazität von E-Pkw, Lebensdauer des Fahrzeugs, spezifischer Kraftstoffverbrauch, Jahresfahrleistung sowie Wartungs- und Reparaturkosten.

Anschaffungskosten

Die Anschaffungskosten setzen sich zusammen aus den Basiskosten für das Fahrzeug und – in Abhängigkeit von der Antriebsart – weiteren Kosten wie CNG-Tank oder Traktionsbatterie bei E-Pkw. Die Basiskosten für die verschiedenen Segmente und Antriebsarten sind aus dem Marktdiffusionsmodell ALADIN abgeleitet (vgl. Plötz et al. 2014; Gnann 2015) und in Tabelle 3-4 dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Kosten mittels der historischen Inflationsraten auf das Jahr 2018 übertragen wurden.

Tabelle 3-4: Basiskosten Pkw

Segment	Antriebsart	Einheit	2018	2030	Quelle
Mittelklasse-wagen	Diesel	€ ₂₀₁₈	20.424	21.901	Gnann (2015)
	Benzin		18.159	19.637	
	CNG		19.887	24.137	ADAC (2019a)
	Elektro		17.911	17.646	Gnann (2015)
Oberklasse-wagen	Diesel	€ ₂₀₁₈	34.528	36.744	Gnann (2015)
	Benzin		32.217	34.433	
	CNG		33.945	38.933	ADAC (2019a)
	Elektro		31.645	31.303	Gnann (2015)

Grundsätzlich steigen die Basiskosten von Diesel-, Benzin und CNG-Pkw bis 2030 an, da diese immer strengere CO₂-Flottenemissionsgrenzwerte erfüllen müssen, was aufwendige technische Lösungen erforderlich macht. Die Basiskosten von E-Pkw sind ohne Batteriekosten angegeben, welche in einem separaten Schritt eingepreist werden. E-Pkw werden aufgrund von Lern- und Skaleneffekten in der Produktion von elektrischen Antriebssträngen bis 2030 etwas günstiger. Vergleicht man die Basiskosten mit durchschnittlichen Neuwagenpreisen sind letztere deutlich höher. Dies ist jedoch darauf zurückzuführen, dass die meisten Fahrzeuge mit einer umfassenden Zusatzausstattung gekauft werden. Diese wird jedoch in der Regel für alle Antriebsalternativen angeboten, weswegen sie bei einem wirtschaftlichen Vergleich, bei dem die Differenzen zwischen den Antriebsalternativen von Relevanz sind, außer Acht gelassen werden können (Plötz et al. 2014). Die Basiskosten wurden mit den Werten von Hacker et al. (2015) verglichen und stimmen weitgehend überein. Mit Hilfe des Autokostenvergleichs von ADAC (2019a) wurden alle verfügbaren CNG-Pkw mit ihren Benzin-Pendants verglichen und der Mittelwert der Aufpreise berechnet. Für CNG-Pkw wurde so ein durchschnittlicher absoluter Aufpreis gegenüber Benzin-Pkw von 1.728 € ermittelt. Es ist davon auszugehen, dass

das wesentliche Unterscheidungsmerkmal ein CNG-Tank mit entsprechenden Leitungen darstellt. Darüber hinaus bleibt der Benzin-Motor weitgehend unverändert.

Batteriekapazität

Die Batteriekapazitäten der Pkw orientieren sich gemäß Kapitel 2.2 an mit Verkaufszahlen gewichteten Batteriegrößen sowie an aktuell am Markt verfügbaren Batteriekapazitäten (Takeshita 2017; Agora Verkehrswende 2019; Wietschel 2019). Die Steigerung der Batteriekapazitäten bis 2030 ist an ICCT (2018b) sowie Herstellerankündigungen angelehnt und berücksichtigt, dass in den nächsten Jahren Steigerungen der Batteriekapazität zu erwarten sind, um die für eine bereitere Diffusion erforderlichen Reichweiten realisieren zu können (Tabelle 3-5).

Tabelle 3-5: Batteriekapazitäten E-Pkw (siehe zu deren Ableitung Kapitel 2.2.2 und 2.2.3)

Segment	Einheit	2018	2030	Quelle
Mittelklassewagen	kWh	35	50	Takeshita (2017); Agora Verkehrswende (2019); Wietschel (2019); ICCT (2018b)
Oberklassewagen	kWh	82	90	

Lebensdauer Fahrzeug

Das durchschnittliche Alter bei der Außerbetriebsetzung von Pkw liegt relativ unverändert bei etwa 13 Jahren (KBA 2011) und wird daher als Lebensdauer der Fahrzeuge herangezogen.

Kraftstoffverbrauch

Für den Kraftstoffverbrauch werden die Werte aus Kapitel 2.2 dieser Studie herangezogen.

Jahresfahrleistung

Die Jahresfahrleistung von Fahrzeugen unterscheidet sich sehr stark zwischen den Segmenten. Tendenziell legen Mittelklassewagen, wie in Kapitel 2.2 dargelegt, mit durchschnittlich etwa 14.000 km jährlich geringere Entfernungen zurück als Oberklassewagen (20.000 km) (Bundesanstalt für Straßenwesen 2017). Darüber hinaus ist zu beachten, dass die durchschnittliche Jahresfahrleistung von Fahrzeugen mit zunehmendem Fahrzeugalter abnimmt. Papadimitriou et al. (2013) zeigen in einer umfassenden Studie auf, wie sich die Jahresfahrleistung auf europäischer Ebene sowie in den einzelnen EU-

Ländern verändert. Der relative Verlauf der Abnahme der Jahresfahrleistung in den einzelnen Segmenten für Deutschland nach Papadimitriou et al. (2013) wurde mit den aktuelleren durchschnittlichen Jahresfahrleistungen nach Bundesanstalt für Straßenwesen (2017) kombiniert, sodass als Ergebnis die Fahrleistungen im Zeitverlauf in den einzelnen Segmenten erlangt werden konnten (vgl. Abbildung 3-1).

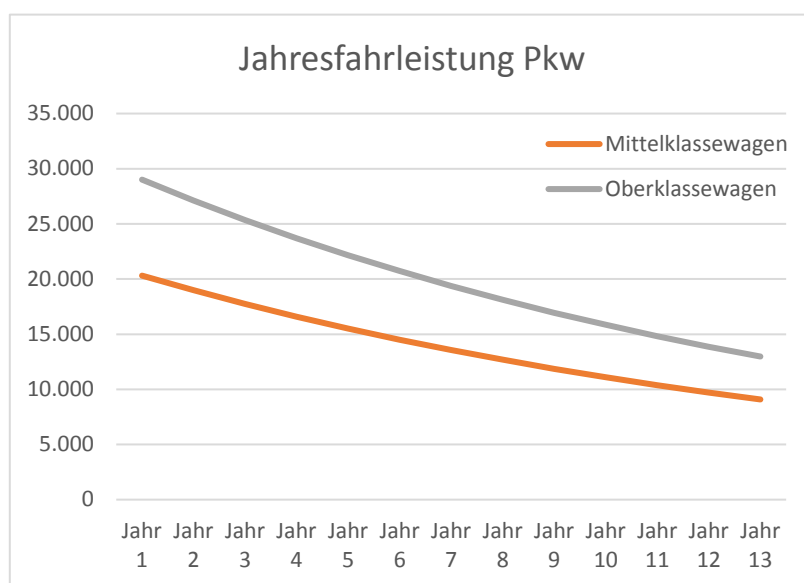


Abbildung 3-1: Jahresfahrleistung der Pkw in den einzelnen Segmenten im Zeitverlauf

Wartungs- und Reparaturkosten

Die Wartungs- und Reparaturkosten sind wiederum aus dem Marktdiffusionsmodell ALADIN abgeleitet (vgl. Plötz et al. 2014; Gnann 2015) und wurden über die historischen Inflationsraten auf das Jahr 2018 umgerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass Diesel- und Benzin-Pkw identische Wartungs- und Reparaturkosten aufweisen, wohingegen CNG-Pkw in Anlehnung an Wietschel et al. (2017) aufgrund der wartungsintensiveren CNG-Tanks und -Leitungen um 15 % erhöhte Kosten aufweisen. Typischerweise betragen die Wartungs- und Reparaturkosten von E-Pkw nur etwa 70 % der Kosten von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor, da weniger bewegliche Teile sowie Flüssigkeiten wie Öl zu warten sind (Onat et al. 2015). Die Wartungs- und Reparaturkosten werden über die Zeit real als konstant angenommen (vgl. Tabelle 3-6).

Tabelle 3-6: Wartungs- und Reparaturkosten

Segment	Antriebsart	Einheit	2018	2030	Quelle
Mittelklasse- wagen	Diesel	€ ₂₀₁₈	0,050	0,050	Plötz et al. (2014); Gnann (2015); Wietschel et al. (2017); Onat et al. (2015).
	Benzin		0,050	0,050	
	CNG		0,057	0,057	
	Elektro		0,034	0,034	
Oberklasse- wagen	Diesel	€ ₂₀₁₈	0,077	0,077	
	Benzin		0,077	0,077	
	CNG		0,088	0,088	
	Elektro		0,053	0,053	

Versicherungskosten

Für die Versicherungskosten wird angenommen, dass diese sich an den Anschaffungskosten orientieren. Es wird jeweils der Mittelwert der relativen Versicherungskosten im Verhältnis zu den Anschaffungskosten von Diesel- und Benzin-Pkw gemäß Hacker et al. (2015) herangezogen. Die Autoren legen für ihre Angaben den jährlichen Beitrag zur Kfz-Haftpflicht und den Mittelwert der Beiträge jährlichen von Voll- und Teilkasko zugrunde. Es wird davon ausgegangen, dass die relativen Versicherungskosten im Zeitverlauf real konstant bleiben (vgl. Tabelle 3-7).

Tabelle 3-7: Relative Versicherungskosten im Verhältnis zu den Anschaffungskosten

Segment	Einheit	2018	2030	Quelle
Mittelklasse- wagen	%	5,0		Eigene Berechnungen basierend auf Hacker et al. (2015)
Oberklasse- wagen	%	3,5		

3.2.3 Kostenparameter Lkw

Für Lkw sind Anschaffungskosten, Lebensdauer des Fahrzeugs, Kraftstoffverbrauch, Jahresfahrleistung, Wartungs- und Reparaturkosten sowie AdBlue-Kosten relevante Kostenparameter, die im Folgenden dargestellt werden.

Anschaffungskosten

Ähnlich wie bei Pkw setzen sich die Anschaffungskosten von Lkw aus Basiskosten für das Fahrzeug und den Komponentenkosten des Antriebs zusammen, wobei bei Lkw die Basiskosten noch keine Kosten für den Antriebsstrang inklusive Motor beinhalten. Die Basiskosten wurden in Anlehnung an den Boer et al. (2013) bestimmt. Die Komponentenkosten für den Diesel- sowie LNG Antriebsstrang (jeweils Motor plus Tank) sind Özdemir (2012) entnommen und werden beispielsweise auch von Wietschel et al. (2017) herangezogen. Die Kosten von 2010 und 2030 wurden mittels Inflationsindizes in 2018er Kosten umgerechnet und bei den Motorkosten eine lineare Entwicklung, bei den Tanks ein konstanter Wert unterstellt (vgl. Tabelle 3-8).

Tabelle 3-8: Komponentenkosten

Kosten	Antriebsart	Einheit	2018	2030	Quelle
Basisfahrzeug	alle	€ ₂₀₁₈	58.354	65.755	den Boer et al. (2013)
Motor	Diesel	€ ₂₀₁₈ /kW	65,3	74,8	Özdemir (2012)
	CNG	€ ₂₀₁₈ /kW	39,0	46,1	
Tank	Diesel	€ ₂₀₁₈	850,9		
	CNG	€ ₂₀₁₈ /kWh	6,5		

Die technischen Parameter wie Motorleistung und Tankgröße wurden von Hülsmann et al. (2014) übernommen (Tabelle 3-9) und auf dieser Basis konnten die Anschaffungskosten für das Gesamtfahrzeug berechnet werden (Tabelle 3-10).

Tabelle 3-9: Technische Parameter

Technische Parameter	Antriebsart	Einheit	2018	2030	Quelle
Motorleistung	alle	kW	320		Hülsmann et al. (2014)
Tankgröße	CNG	kWh	2.990		

Tabelle 3-10: Anschaffungskosten Gesamtfahrzeug

Kosten	Antriebsart	Einheit	2018	2030	Quelle
Gesamtfahrzeug	Diesel	€ ₂₀₁₈	91.621	103.697	Eigene Berechnungen
	CNG	€ ₂₀₁₈ /	107.272	118.169	

Kraftstoffverbrauch

Für den Kraftstoffverbrauch werden die Werte aus Kapitel 2.2 dieser Studie herangezogen.

Lebensdauer Fahrzeug

In Anlehnung an Wietschel et al. (2017) wird bei Lkw eine Lebensdauer von sechs Jahren unterstellt. Diese ist vor dem Hintergrund der sehr hohen Laufleistungen entsprechender Fahrzeuge als realistisch anzusehen.

Wartungs- und Reparaturkosten

In die Wartungs- und Reparaturkosten fließen bei Lkw Reifenkosten sowie Schmierstoffkosten ein (Rosenberger et al. 2017). Aus dem ALADIN-Modell (Wietschel et al. 2017) können die Wartungs- und Reparaturkosten für Diesel-Lkw entnommen werden, wobei analog zu Pkw für LNG-Lkw ein Aufschlag auf den reinen Wartungs- und Reparaturkostenanteil in Abgrenzung zum Anteil für Reifen und Schmierstoffe von 15 % zu berücksichtigen ist (vgl. Tabelle 3-11).

Tabelle 3-11: Wartungs- und Reparaturkosten

Antriebsart	Einheit	2018	2030	Quelle
Diesel	€ ₂₀₁₈ /km	0,146		Wietschel et al. 2017
LNG	€ ₂₀₁₈ /km	0,163		

AdBlue-Kosten

Neben Verbrauchskosten sowie Wartungs- und Reparaturkosten fallen bei Lkw weitere variable Kosten an. So ist aufgrund der strengen Grenzwerte für Stickoxide eine Abgasnachbehandlung mit Harnstoff, welcher unter dem Markennamen „AdBlue“ vertrieben wird, erforderlich. Die Kosten werden nach Wietschel et al. (2017) mit 0,009 €/km und konstant im Zeitverlauf angenommen.

Jahresfahrleistung

Weiterhin legen Lkw im Vergleich zu Pkw mit etwa 114.000 km ein Vielfaches der Entfernungen von Pkw zurück (Wietschel et al. 2017). In Anlehnung an Papadimitriou et al. (2013) und die Übertragung der Herangehensweise von Pkw ergibt sich die Jahresfahrleistung im Zeitverlauf gemäß Abbildung 3-2.

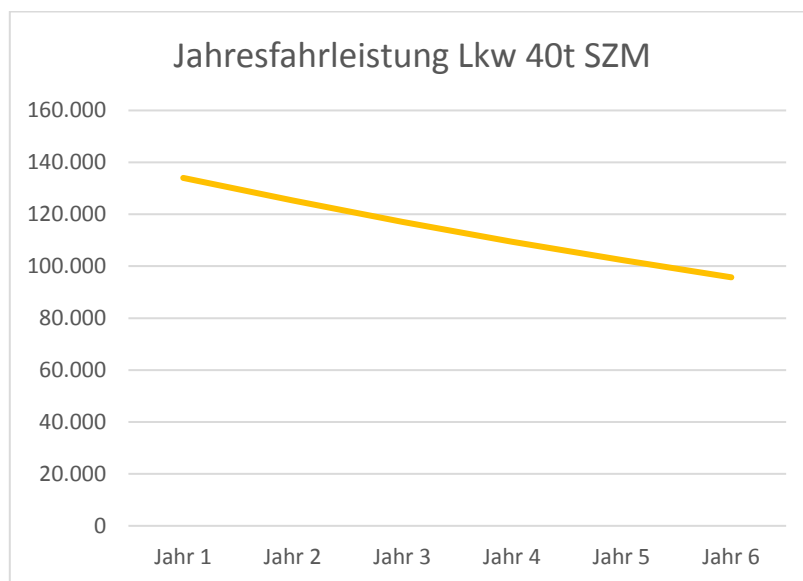


Abbildung 3-2: Jahresfahrleistung einer 40 Tonnen-SZM im Zeitverlauf

3.2.4 Kraftstoffkosten

Im Rahmen dieser Studie sollen verschiedene Kraftstoffarten untersucht werden. Daher wird im Folgenden die zu erwartende künftige Entwicklung der Kraftstoffkosten für Diesel, Strom gemäß des deutschen Strommixes (MIX), Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE), Erdgas, Biomethan und synthetisches Methan (für die letzteren drei jeweils CNG sowie LNG) dargestellt.

Dieselskosten

Die Dieselskosten hängen wesentlich vom Rohölpreis ab (Ederington et al. 2019). Aus diesem Grund wird eine modellbasierte Prognose für den Rohölpreis von der International Energy Agency (IEA 2018) herangezogen und die relative Änderung auf die Dieselskosten für Großverbraucher in 2018 gemäß Destatis (2019b) angewendet. Hierbei wurde die Prognose des „New Policy Scenario“ herangezogen, welches davon ausgeht, dass neben den bestehenden Politikmaßnahmen zum Klima- und Umweltschutz weitere Maßnahmen ergriffen werden, die dazu beitragen, dass die in verschiedenen Abkommen vereinbarten Ziele erreicht werden können. Die Aufschläge für Umlagen und Steuern sowie für Raffineriekosten sind Schade et al. (2018) entnommen. In Abbildung 3-3 sind die Dieselskosten bzw. -preise sowohl mit Umlagen und Steuern, als auch ohne dargestellt. Dadurch wird ersichtlich, dass ein großer Anteil des Preises durch Umlagen und Steuern bestimmt wird. Die Dieselskosten steigen bis 2025 durch den steigenden Ölpreis nennenswert an. Ab 2025 steigen sie nur noch moderat an.

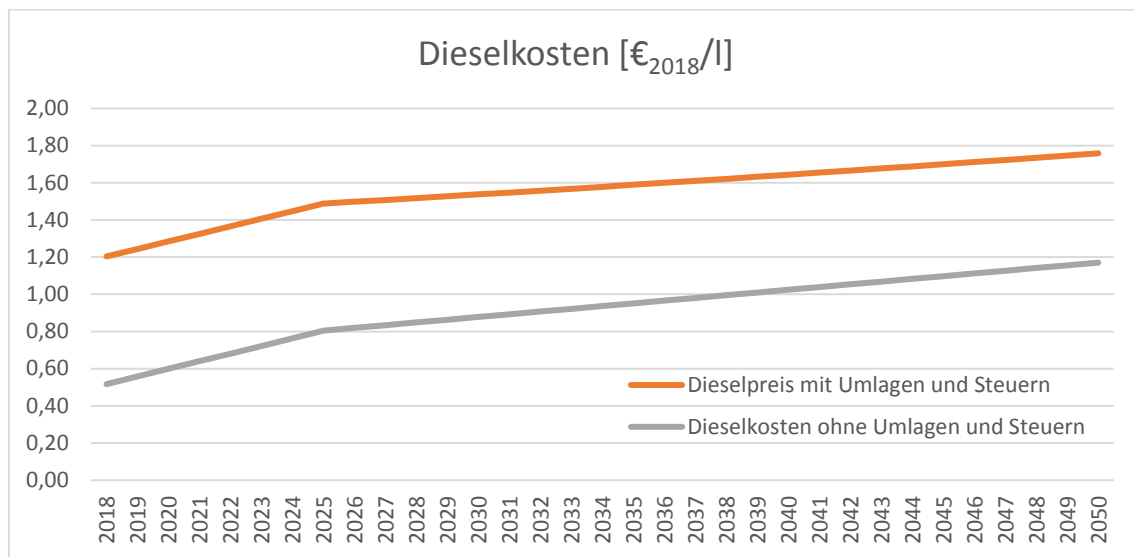


Abbildung 3-3: Dieselpreis im Zeitverlauf

Stromkosten-Szenario Strommix Deutschland

Beim Strom sind grundsätzlich die Kosten für Haushalte und Industrie zu unterscheiden (vgl. Abbildung 3-4). So wird für das Laden von Pkw mit Haushaltsstromkosten gerechnet, wohingegen für die industrielle Erzeugung von CNG oder LNG mit Industriestromkosten gerechnet wird. Weiterhin beinhaltet auch der Strompreis zahlreiche Umlagen und Steuern wie Stromsteuer, EEG-Umlage, Konzessionsabgaben sowie Mehrwertsteuer. Hier sind jedoch jeweils nur die Kosten ohne Umlagen und Steuern dargestellt. Da Netzentgelte die Bereitstellungskosten darstellen, werden sie in beiden Fällen mitbetrachtet. Die zugrunde gelegten Stromgestehungskosten wurden mit dem Energiesystemmodell Enertile berechnet.¹⁰

¹⁰ Für Details siehe Kapitel 2.1.3.

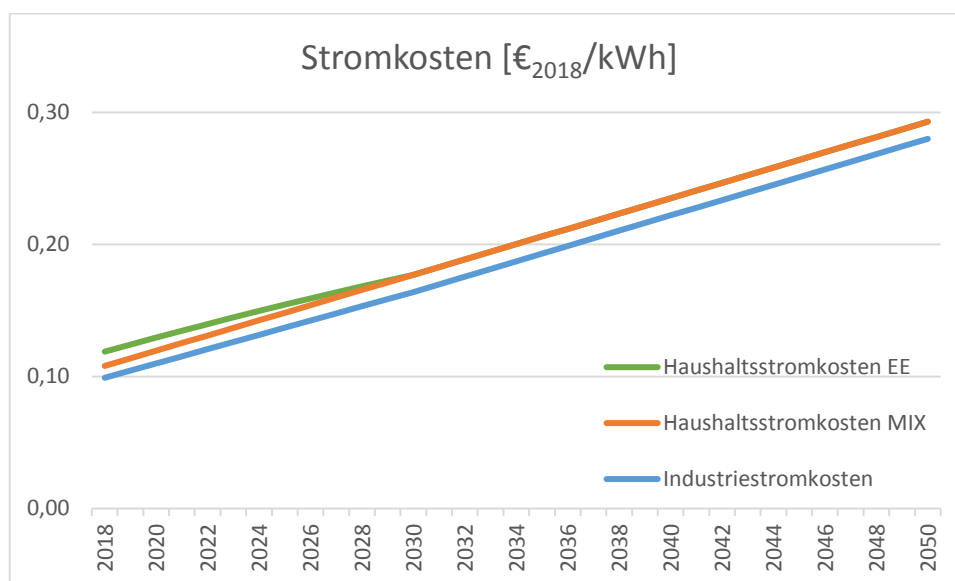


Abbildung 3-4: Haushalts- und Industriestrompreise im Zeitverlauf mit und ohne Umlagen und Steuern

Stromkosten-Szenario für erneuerbare Energiequellen

Strom aus rein erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Sonne, Wasser oder Biomasse besitzt aktuell überwiegend höhere Stromgestehungskosten als Strom aus fossilen Energieträgern wie Braunkohle, Steinkohle und Erdgas (Kost et al. 2018). Dies führt dazu, dass die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen momentan über den Stromkosten des durchschnittlichen Strommixes in Deutschland liegen. Zur Erstellung einer Prognose für die Haushaltsstromkosten aus erneuerbaren Energien wurde zunächst der aktuelle relative Aufpreis gegenüber den durchschnittlichen Haushaltsstromkosten ermittelt. Hierzu wurden aktuelle Haushaltsstrompreise für zertifizierten Ökostrom herangezogen, deren Energiemix der relativen Verteilung der erneuerbaren Energiequellen im deutschen Strommix am nächsten kommen. Es konnte ein Aufpreis von etwa 10 % ermittelt werden (Greenpeace Energy 2019; Naturstrom AG 2019). In Expertengesprächen wurde dargelegt, dass sich Stromkosten von MIX und EE bis 2030 weitgehend angleichen werden. Im Rahmen dieser Studie wird von einer linearen Angleichung der Kosten bis 2030 ausgegangen, womit sich die EE-Stromkosten gemäß Abbildung 3-5 ergeben.

Erdgaskosten

Das in Deutschland verwendete Erdgas wird größtenteils importiert, wodurch sich die Kosten an Weltmarktpreisen orientieren. Die im Rahmen dieser Studie herangezogenen Kosten und Prognosen für Erdgas sind IEA (2018) entnommen. Die Kosten wurden in

Euro und mittels der Inflationsrate auf das Bezugsjahr 2018 umgerechnet. Energiesteuer und Mehrwertsteuer bleiben dabei, im Gegensatz zu Netzentgelten, unberücksichtigt. Die Erdgaskosten konnten mit den Werten von Erdgas für industrielle Abnehmer gemäß Destatis (2019a) validiert werden. Die geringe Preisdifferenz von CNG und LNG bei Erdgas ist darauf zurückzuführen, dass das Erdgas nicht verflüssigt werden muss, sondern teilweise bereits als LNG an großen europäischen Terminals angeliefert wird. Grundsätzlich steigen die Erdgaskosten langsam aber kontinuierlich an.

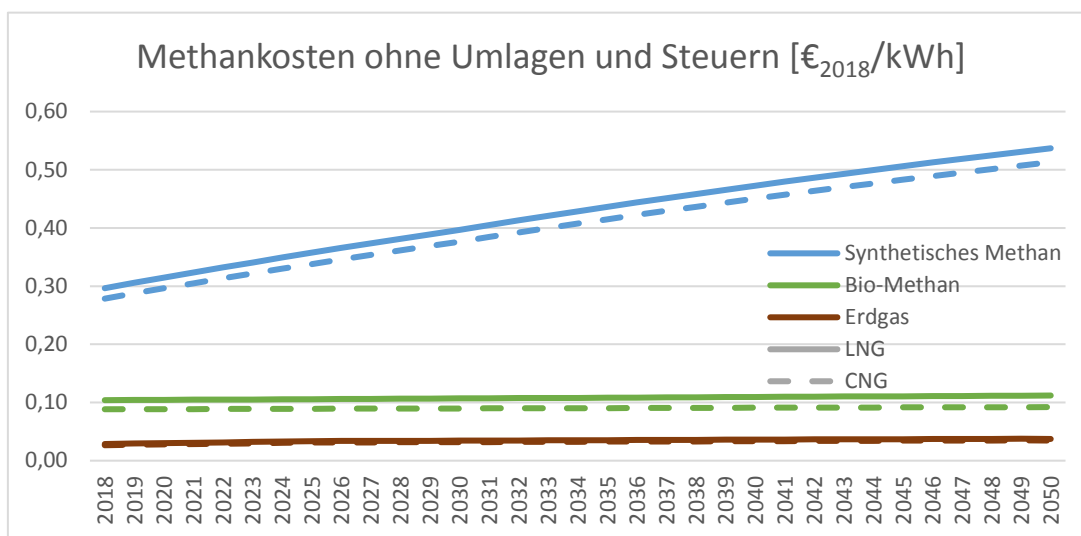


Abbildung 3-5: Preise von Methan unterschiedlicher Herkunft ohne Umlagen und Steuern

Biomethankosten

Die Kosten für die Bereitstellung von Biomethan werden im Folgenden zusammengesetzt aus den Kosten für die Biogasproduktion und eine anschließende Verfügbarmachung für den Verkehr. Dabei werden die Kosten aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive diskutiert – nicht berücksichtigt werden die heute bestehende Zusatzerlöse über die Treibhausgasminderungsquote.

Die Kosten für die Produktion von Biogas setzen sich zusammen aus den Kapital- und Betriebskosten für die Anlagen, den Energiekosten sowie den Kosten für die Rohstoffbereitstellung. Die Rohstoffkosten belaufen sich beim Einsatz von NawaRo¹¹ auf bis zu 50 % der Gesamtkosten (Reinholz et al. 2018) und haben somit einen bedeutenden Einfluss. In Jahren mit unvorteilhaften Witterungsbedingungen und somit höheren Rohstoffkosten können die Biogaskosten dementsprechend höher ausfallen. Zum Beispiel führte

¹¹ Es bestehen unterschiedliche Bezeichnungen für die Substrate. In anderen Studien werden diese auch als Energiepflanzen bezeichnet. Wir fassen unter dem Begriff Substrate Rohstoffe zusammen, die primär für die Energieerzeugung angebaut werden.

eine Dürre in 2018 zu einem deutlichen Ernteverlust und damit steigenden Rohstoffpreisen (Völler et al. 2019). Ebenfalls sind die Verfügbarkeiten von Stroh, organischen Reststoffen und Gülle u. a. abhängig von Witterungsbedingungen. Die Kosten für die Rohstoffe sind jedoch daran gekoppelt. Eine verminderte Verfügbarkeit kann zu geringerer Auslastung der Anlagen und somit höheren Kosten führen. Die Kosten für die Biogasproduktion sind außerdem deutlich von lokalen Gegebenheiten abhängig. Eine höhere lokale Rohstoffverfügbarkeit ermöglicht den Betrieb größerer Anlagen. Mit der Anlagengröße sinken die spezifischen Kosten der Anlage, und geringere Kosten können realisiert werden.

Die Kosten für Biogas sind außerdem abhängig von der nachgefragten Gesamtmenge, die im Energiebereich und im Verkehr eingesetzt wird. Analog zu einer Merit-Order produzieren zuerst Anlagen mit wirtschaftlich vorteilhaften Randbedingungen Biogas. Steigen die nachgefragten Mengen, werden zunehmend Potenziale gehoben, die wirtschaftlich weniger attraktiv sind. Somit können sich durchschnittlich höhere Kosten bei einer gesteigerten Nachfrage nach Biogas ergeben.

Abbildung 3-6 zeigt die Spannbreite der Kosten für die Biogasbereitstellung aufgeteilt nach unterschiedlichen Rohstoffen, die in unterschiedlichen Literaturquellen angegeben werden. Die Kostenangaben für Biogas unterscheiden sich deutlich und liegen zwischen 4,2 bis über 15 €/kWh. Für diese Studie wurden mittlere Kosten von 6,2 €/kWh einheitlich für Biogas aus NawaRo, Gülle, organischen Reststoffen und Stroh angenommen. Diese Kosten liegen innerhalb der gezeigten Spannbreite (außer für Stroh). Laut Aussagen von Biogas-Anlagenbetreibern liegen die tatsächlichen Kosten ca. 10 % unter den hier angenommenen Kosten. D. h. die Kosten für Biogas und somit auch Biomethan werden hier konservativ angenommen.

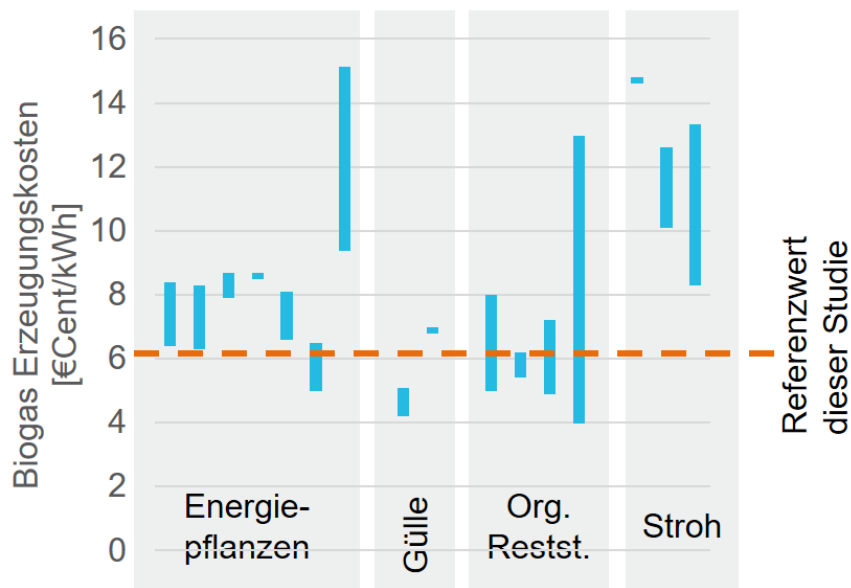


Abbildung 3-6: Kosten für die Biogaserzeugung nach unterschiedlichen Rohstoffen und nach unterschiedlichen Quellen zwischen 2012 und 2018

Um das Biogas dem Verkehr zur Verfügung zu stellen, muss dieses aufgereinigt und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Auch diese Kosten sind abhängig von der Kapazität der Gasaufreinigungsanlage. Für diese Studie werden durchschnittliche Kosten für die Gasreinigung von 1,4 €/Cent/kWh angenommen (Klukas et al. 2018). Weitere 0,3 €/Cent/kWh werden für den Transport im Erdgasnetz berücksichtigt (Lischke et al. 2015).

Für die Vertankung von Bio-CNG treten weitere Kosten für Kapital und Betrieb der CNG-Tankstelle in Höhe von 0,5 €/Cent/kWh auf. Darüber hinaus besteht ein Strombedarf von 2,6 % (Klukas et al. 2018), der aus Netzstrom erfüllt wird. Wird Biomethan alternativ als Bio-LNG dem Verkehr zur Verfügung gestellt, entstehen weitere Kosten für die Verflüssigung. Tabelle 3-12 zeigt die Kostenparameter für die Berechnung der Verflüssigungskosten. Die Kosten für den Transport des LNG zu den Tankstellen werden auf Basis der TCO von LNG-Tankfahrzeugen auf 0,96 €/km für den Transport von 16 t LNG abgeschätzt (vgl. Klukas et al. 2018, Lischke et al. 2015). Entsprechend ergeben sich Transportkosten für LNG in Höhe von 0,1 €/Cent/kWh. Kosten für die Betankung mit LNG werden auf Basis der Kosten einer CNG-Tankstelle auf 1,3 €/Cent/kWh abgeschätzt, da u. a. keine Daten für die Auslastung der Tankstellen vorhanden sind. Dabei wird berücksichtigt, dass die Investitionen für eine LNG-Tankstelle 2,6-fach höher sind als für eine CNG-Tankstelle (Klukas et al. 2018). Die sich unter diesen Annahmen ergebenden Bereitstellungskosten für Bio-CNG und Bio-LNG für die Bezugsjahre 2018 und 2030 sind in Abbildung 3-7 dargestellt.

Tabelle 3-12: Kostenparameter einer LNG Verflüssigungsanlage nach (Klukas et al. 2018)

Kostenparameter	
Lebensdauer [a]	20
Zinsfaktor	1,05
Investition [€ ₂₀₁₈]	3.900.000
Betriebs- und Wartungskosten [€/a]	156.000
Jahresvollaststunden	8.300
Produktionskapazität [kg/h]	617

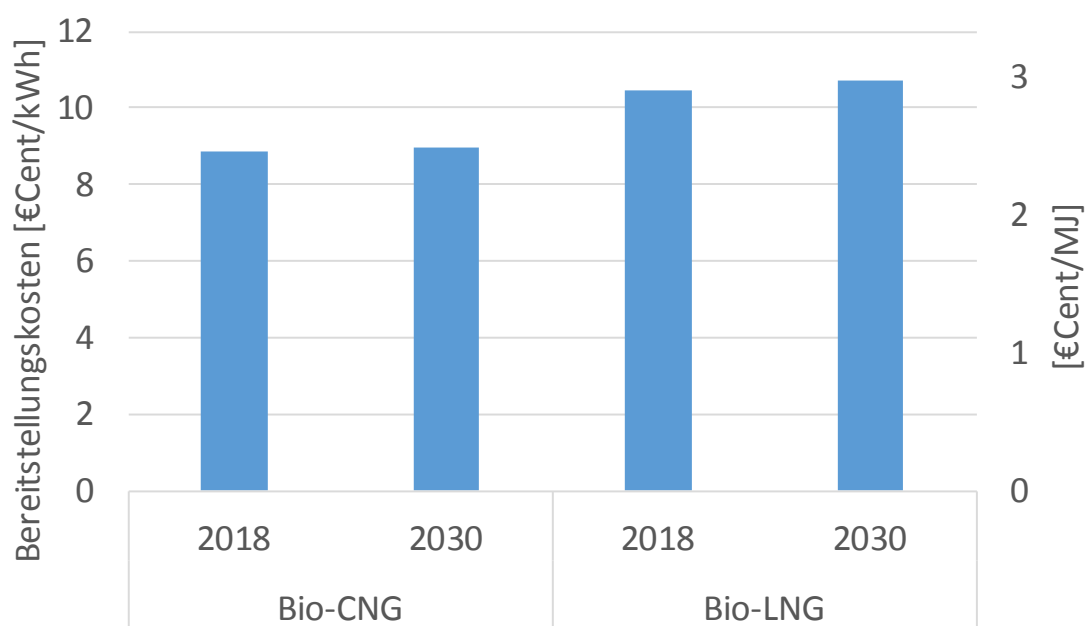


Abbildung 3-7: Kosten für die Bio-CNG und Bio-LNG Bereitstellung in 2018 und 2030

Synthetisches Methankosten

Beim synthetischen Methan wird davon ausgegangen, dass dieses in Deutschland über Wasserstoffelektrolyse und Methanisierung aus inländischem Industriestrom gemäß des deutschen Strommixes synthetisiert wird. Der Wirkungsgrad für die Wasserstoffelektrolyse wird gemäß Kapitel 2.1.3 für 2018 mit 65 % angenommen. Es wird entsprechend eine lineare Verbesserung angenommen, sodass der Wirkungsgrad bis 2030 auf 70 % und auch darüber hinaus linear ansteigt. Basierend auf Kapitel 2.1.3 wird ein Wirkungsgrad von 80 % für die Methanisierung angenommen, der linear ansteigt (2030 auf 82 %). Jeweils als Mittelwert der Angaben von Hermann et al. (2014) und Perner et al. (2018)

wird ein fixer Aufschlag von $0,04 \text{ €/kWh}_{\text{Wasserstoff}}$ zur Deckung der Kosten für die Wasserstoffelektrolyse-Anlage angenommen sowie ein fixer Aufschlag von $0,035 \text{ €/kWh}_{\text{Methan}}$ für die Methanisierungsanlage. Der Transport von Erdgas zur Tankstelle per Pipeline sowie die Kosten für die CNG-Tankstelle führen zu einem fixen Aufschlag von in Summe $0,008 \text{ €/kWh}_{\text{Methan}}$ (vgl. voriger Abschnitt). Weiterhin wird für das Komprimieren an der Tankstelle zu CNG entsprechend ein Wirkungsgrad von 97,4 % angenommen. Die Verflüssigung zu LNG besitzt einen Wirkungsgrad von 95 % und gemäß Perner et al. (2018) fallen Kosten in Höhe von $0,007 \text{ €/kWh}_{\text{Methan}}$ für die Verflüssigungsanlage an. Des Weiteren entstehen Kosten für den LNG-Transport sowie für die Betankung an der LNG-Tankstelle, die sich auf $0,014 \text{ €/kWh}_{\text{Methan}}$ summieren (vgl. voriger Abschnitt). Die Preise für synthetisches Methan steigen aufgrund der kontinuierlich steigenden zugrunde gelegten Industriestrompreise ebenfalls kontinuierlich an. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades der gesamten Prozesskette von etwa 50 % sowie der Kosten für die verschiedenen technischen Anlagen liegt der Preis für synthetisches Methan weit über den Kosten für Bio-Methan oder Erdgas.

3.3 Vergleich der Wirtschaftlichkeit

3.3.1 Ergebnisse der Kostenanalyse für Pkw

Mittelklassewagen

In Abbildung 3-8 sind die TCO verschiedener Antriebsalternativen eines Mittelklassewagens dargestellt. Es zeigt sich, dass sowohl 2018 als auch 2030 der Erdgas-Pkw in Summe am günstigsten ist. Zwar führen die steigenden Anschaffungskosten und damit verbunden die höheren Versicherungskosten des Erdgas-Pkw 2030 zu höheren TCO, jedoch bleiben gemäß der getroffenen Annahmen Wartungs- und Reparaturkosten, wie bei allen Antriebsalternativen konstant. Überraschenderweise bleiben auch die Verbrauchskosten fast konstant. Die steigenden Erdgaskosten werden vom sinkenden Kraftstoffverbrauch kompensiert. Diesel-Pkw sind etwas teurer als Erdgas-Pkw. Dies ist auf die deutlich höheren Verbrauchskosten für Diesel sowie etwa höhere Anschaffungs- und Versicherungskosten zurückzuführen. Gegenüber dem Erdgas-Pkw weist der Bio-methan-Pkw wegen des im Vergleich zum Erdgas fast dreifach so teuren Biomethans höhere TCO auf. Es ist jedoch hervorzuheben, dass die Mehrkosten bei den TCO in Summe etwa 10 % betragen.

Die teuerste Antriebsalternative stellt der synthetische Methan-Pkw dar. Er ist aufgrund der relativ hohen Kosten für synthetisches Methan mehr als 60 % teurer als der Erdgas-Pkw. E-Pkw sind, Stand 2018, aus Kostenperspektive über Diesel-, Erdgas- und Biomethan-Pkw einzuordnen. Sie sind insgesamt etwa ein Viertel teurer als Erdgas-Pkw. Dies

ist auf die im Vergleich zu allen Antriebsalternativen höchsten Anschaffungs- und Versicherungskosten zurückzuführen, welche wiederum durch die hohen Batteriekosten bestimmt werden. Zwar sind die Wartungs- und Reparaturkosten des E-Pkw im Gesamtvergleich am geringsten und die Verbrauchskosten zwischen denen des Erdgas- und des Diesel-Pkw einzuordnen. Aufgrund der mittleren Laufleistung der Mittelklassewagen können diese geringeren variablen Kosten die hohen Anschaffungskosten jedoch nicht kompensieren. Äußerst gering ist die Kostendifferenz zwischen E-Pkw-MIX und E-Pkw-EE. Dies ist aufgrund der sehr geringen Kostendifferenz von Strom gemäß des deutschen Strommixes und von Strom aus erneuerbaren Energien nicht überraschend. Insgesamt dominieren, mit Ausnahme des synthetischen Methan-Pkw, die Anschaffungskosten die TCO. Ein großer Anteil entfällt darüber hinaus auf Versicherungs- sowie Wartungs- und Reparaturkosten. Diese sind vielfach jeweils höher als die Verbrauchskosten.

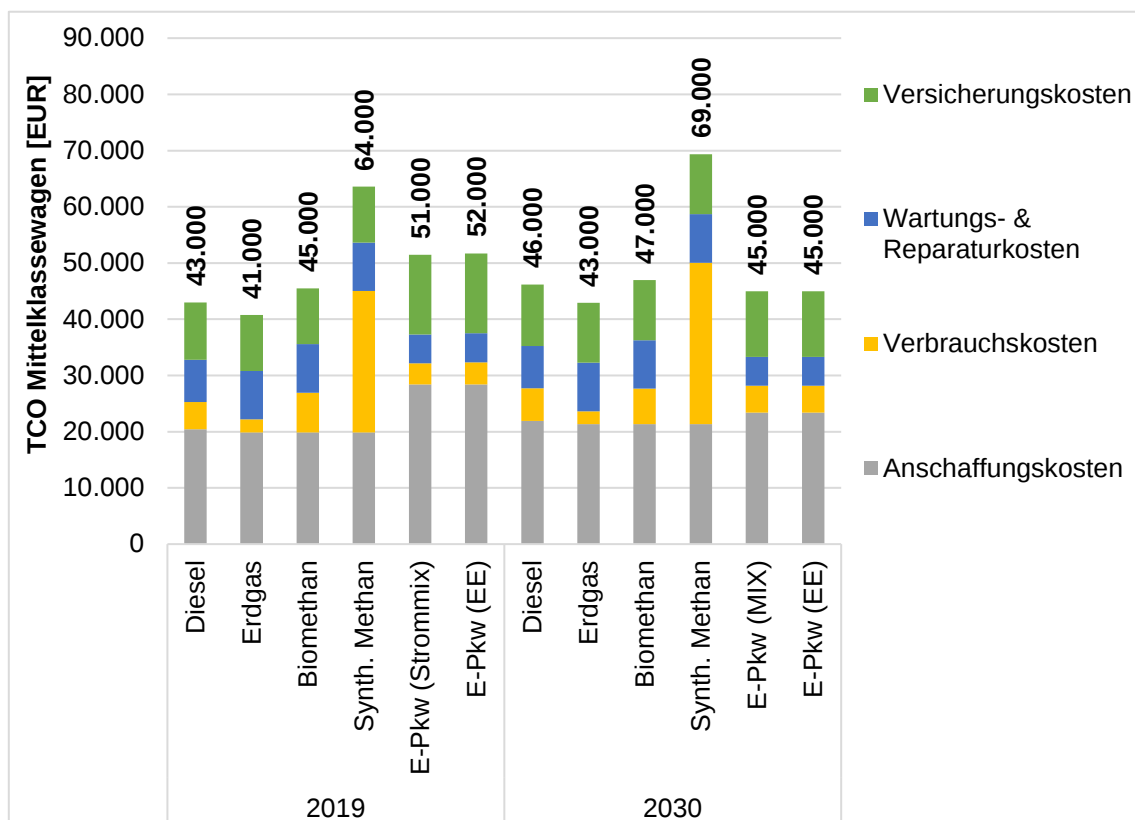


Abbildung 3-8: TCO eines Mittelklassewagens mit unterschiedlichen Antriebsalternativen im Vergleich

2030 verändert sich die Reihenfolge der TCO der Antriebsalternativen nicht. Moderat steigende Anschaffungs-, Versicherungs- und Erdgaskosten führen dazu, dass die TCO des Erdgas-Pkw zwar zunehmen, er stellt aber immer noch die günstigste Alternative dar. Mit etwa 10 % Unterschied folgt der Diesel-Pkw, dessen Verbrauchskosten etwas

deutlicher angestiegen sind. Zwar steigen auch die Biomethankosten an, aufgrund von Prozessverbesserungen ist dieser Anstieg jedoch moderat und führt dazu, dass Biome-
than-Pkw nur noch wenig teurer sind als Diesel-Pkw. Auch bei der Herstellung von syn-
thetischem Methan sind entsprechende Verbesserungen festzustellen. Trotzdem stellt
der synthetische Methan-Pkw immer noch mit deutlichem Abstand die teuerste Antriebs-
alternative dar. Demgegenüber führen die angenommenen stark sinkenden Batteriekos-
ten zu reduzierten Anschaffungs- und Versicherungskosten beim E-Pkw, wodurch dieser
in der TCO-Betrachtung unter dem Biomethan-Pkw und dem Diesel-Pkw liegt. Es zeigt
sich jedoch ein nennenswerter Anstieg der Verbrauchskosten, verursacht durch stei-
gende Stromkosten. In Summe sinken die TCO des E-Pkw gegenüber 2018.

Oberklassewagen

Sowohl 2018 als auch 2030 ist für Oberklassewagen der Erdgas-Pkw die günstigste An-
triebsalternative (vgl. Abbildung 3-9), was vor allem durch dessen geringe Verbrauchs-
kosten begünstigt wird.

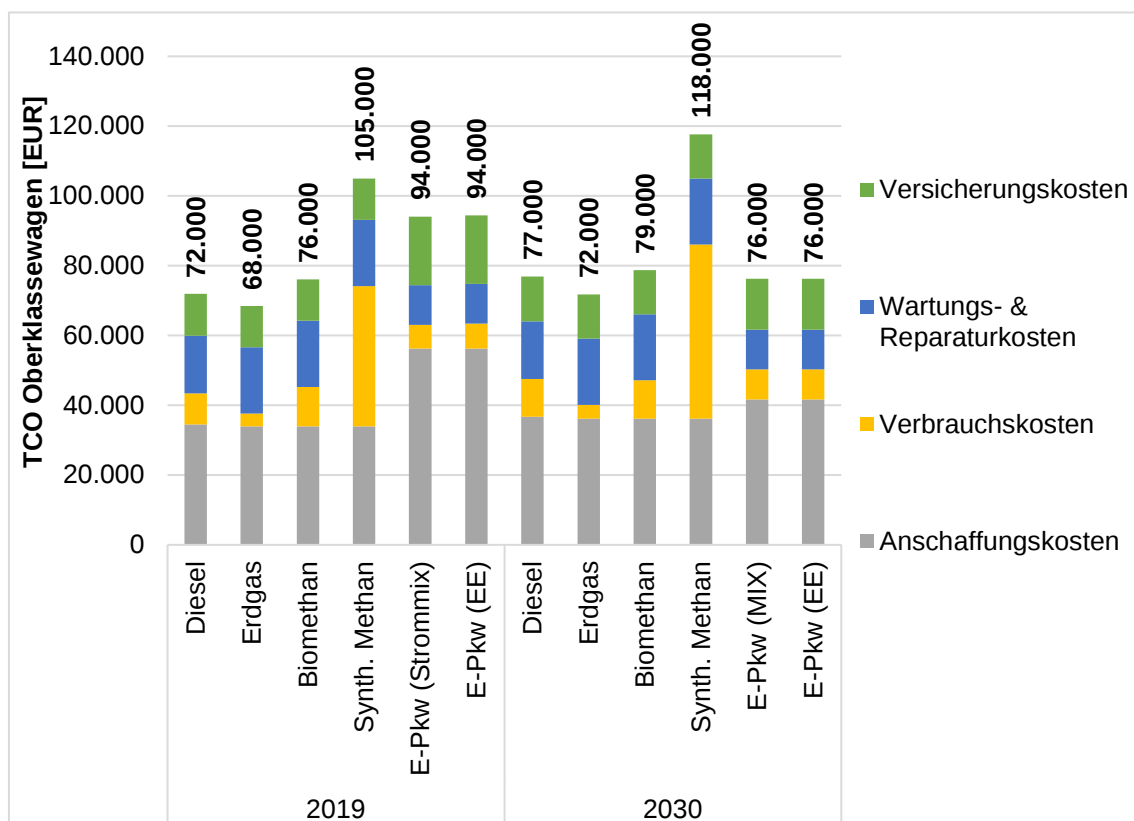


Abbildung 3-9: TCO eines Oberklassewagens mit unterschiedlichen Antriebsalternativen im Vergleich

Diesel-Pkw und Biomethan-Pkw folgen in der Kostenbetrachtung, wobei der Diesel-Pkw Vorteile bei den Verbrauchskosten gegenüber dem Biomethan-Pkw aufweist und dadurch trotz höherer Anschaffungs- und Versicherungskosten günstiger ist. Auffällig ist, dass E-Pkw deutlich teurer sind als Diesel-, Erdgas- und Biomethan-Pkw, wobei dieser Unterschied größer ausfällt als bei den Mittelklassewagen. Dies liegt an der großen Batterie im E-Pkw-Oberklassewagen, die zu sehr hohen Anschaffungs- und Versicherungskosten führt. Die Anschaffungskosten von E-Pkw liegen mehr als 60 % über denen von Gas-Pkw. Daher können auch die sehr geringen Verbrauchskosten und die geringeren Wartungs- und Reparaturkosten keinen großen Einfluss ausüben.

In 2030 kann der Erdgas-Pkw seinen Kostenvorteil gegenüber den anderen Antriebsalternativen etwas ausbauen. Zurückzuführen ist dies auf die im Vergleich zu den anderen Energieträgern nur moderat ansteigenden Erdgaskosten. Überraschenderweise stellen E-Pkw bei Oberklassewagen, trotz der teuren Batterie, die zweitgünstigste Alternative dar. Die stark sinkenden Batteriekosten führen zu deutlich geringeren Anschaffungs- und Versicherungskosten, sodass diese nur noch ein wenig über denen der Antriebsalternativen liegen. Aufgrund der hohen Jahreslaufleistung der Oberklassewagen kommen dann die geringen variablen Kosten für Energie sowie Wartung und Reparatur besser zum Tragen.

3.3.2 Ergebnisse der Kostenanalyse für Lkw

Auch bei den Lkw stellt der Erdgas-Lkw für beide Betrachtungszeitpunkte die günstigste Alternative dar. Aufgrund des teuren LNG-Tanks sind die Anschaffungs- und Versicherungskosten, ebenso wie die Wartungs- und Reparaturkosten für Gas-Lkw zwar höher als für Diesel-Lkw, aber durch die geringen Erdgaskosten und die hohen Jahreslaufleistungen ist der Erdgas-Lkw etwa 10 % günstiger als der Diesel-Lkw. Deutlich teurer ist der Biomethan-Lkw, weil die Biomethankosten im Vergleich zu Erdgas mehrfach höher sind. Die hohen Jahreslaufleistungen von Lkw, kommen daher besonders stark zum Tragen. Aus diesem Grund ist auch der synthetische Methan-Lkw mit deutlichem Abstand am teuersten. Dessen Verbrauchskosten sind höher, als die gesamten TCO von Biomethan-Lkw.

Generell zeigt sich, dass die Verbrauchskosten, mit Ausnahme des Erdgas-Lkw die größte Kostenposition darstellen, aber auch die Wartungs- und Reparaturkosten sind nicht zu vernachlässigen. Sie sind in etwa so hoch wie die Anschaffungskosten.

Für 2030 wird jeweils von moderat gestiegenen Anschaffungs- und Versicherungskosten ausgegangen sowie von höheren Kraftstoffkosten. Relativ betrachtet ist die Steigerung bei Dieselskosten am größten, weshalb die TCO des Diesel-Lkw verhältnismäßig stark

zunehmen. Trotz steigender Erdgas- sowie Biomethankosten, sinken die Verbrauchskosten von Erdgas- und Biomethan-Lkw leicht, was an den Effizienzsteigerungen des Antriebs liegt. Beim Biomethan-Lkw führt dies sogar dazu, dass dessen TCO in Summe sinken.

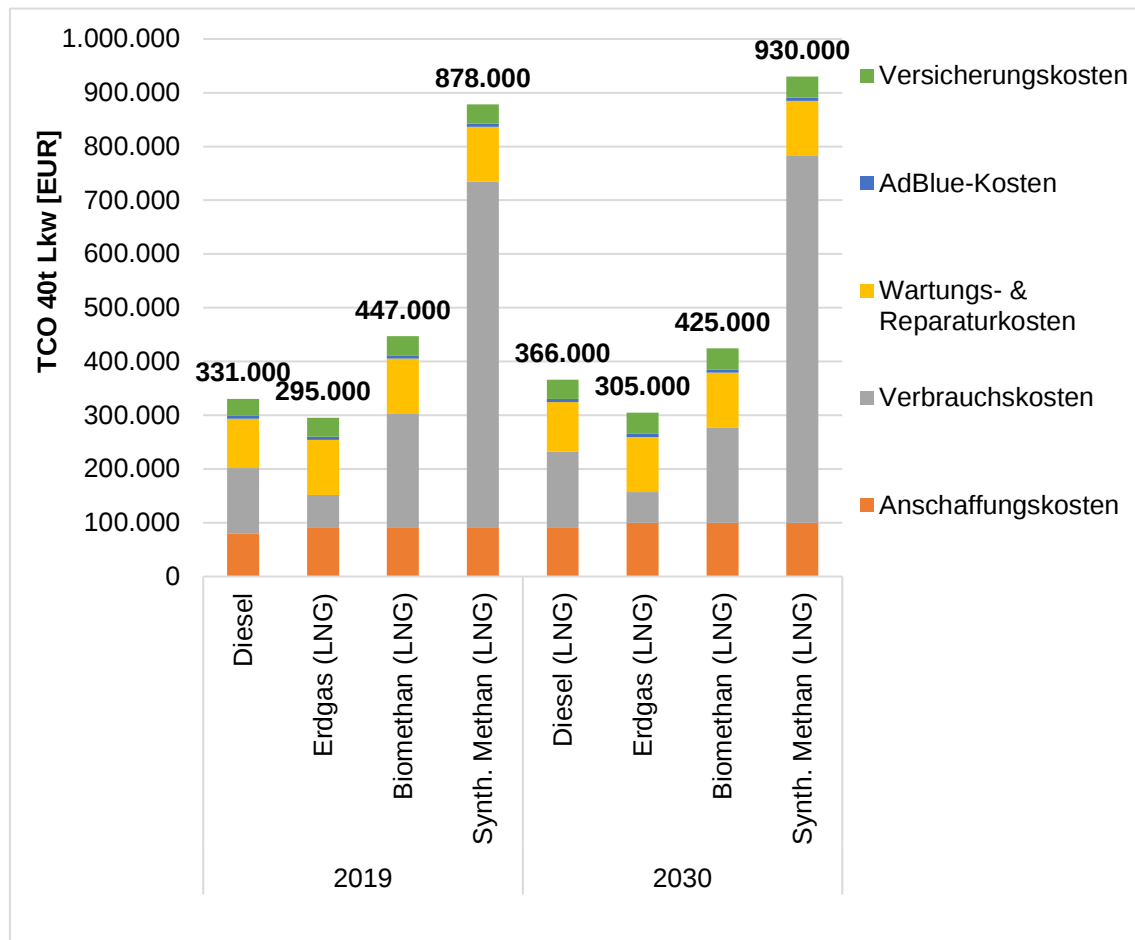


Abbildung 3-10: TCO eines Lkw mit unterschiedlichen Antriebsalternativen im Vergleich

4 Potenzialanalyse für Biomethan

Die Neufassung der EU Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren vom 11.12.2018, die auch RED II (engl. Renewable energy directive) genannt wird, setzt zukünftig den regulatorischen Rahmen für den Einsatz von biomassebasierten Kraftstoffen im europäischen und somit auch deutschen Verkehr. Mengenpotenziale von Substraten zur Biomethanerzeugung werden dementsprechend vor dem Hintergrund der RED II Vorgaben diskutiert. Dabei bezieht sich die Untersuchung auf die Verfügbarkeit des Kraftstoffs. Um die beschriebenen Mengen im Verkehr einsetzen zu können, müssen ausreichend Fahrzeuge vorhanden sein, die den Kraftstoff auch tatsächlich einsetzen können.

Die RED II sieht einen Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr von mindestens 14 % im Jahr 2030 vor. Im Jahr 2018 betrug dieser Anteil real 5,6 % und wurde u.a. durch den Einsatz von 120 PJ Biokraftstoffen erfüllt (Naumann et al. 2019). Bis 2030 kann somit davon ausgegangen werden, dass der Einsatz von Biokraftstoffen steigt, um die RED II Vorgaben zu erfüllen. Auch kurzfristig wird bis zum Jahr 2020 der Einsatz von Biokraftstoffen im deutschen Verkehr aufgrund der bestehenden Gesetzgebung (BlmschG) um 18 bis 50 PJ ansteigen (Naumann et. al 2019)

Diese kurzfristige und längerfristige zusätzliche Nachfrage nach Biokraftstoffen könnte durch Biomethan erfüllt werden. Auf der einen Seite kann Biogas¹² bzw. Biomethan, das derzeit in anderen Sektoren eingesetzt wird kurzfristig für den Verkehr bereitgestellt werden. Auf der anderen Seite gibt es ein bisher ungenutztes Potenzial, um zusätzliches Biomethan längerfristig z. B. aus Rest- und Abfallstoffen zu erzeugen.

Zwischen 21 und 38 PJ Biomethan wurden in 2018 für die Produktion von Strom und Wärme eingesetzt¹³. Darüber hinaus wurden aus weiteren 226 bis 406 PJ Biogas direkt Strom und Wärme erzeugt¹⁴. Theoretisch können damit 10 bis 18 Mio. Mittelklasse- und 6 bis 10 Mio.¹⁵ Oberklasse-Pkw ganzjährig betrieben werden. Dass Biogas- und Biomethan heute mehrheitlich im Strom- und Wärmesektor eingesetzt werden ist durch die

¹²Biogas ist ein Gasgemisch und enthält u. a. Anteile von 40 bis 50 % CO₂. Biomethan ist aufgereinigtes Biogas, aus dem u.a. CO₂ abgetrennt worden ist.

¹³ Zahlen zu Strom- und Wärmeproduktion aus (FNR 2018). Biogasmengen abgeleitet bei einem angenommenen elektrischen Wirkungsgrad zwischen 26 und 47 % (FNR 2018)

¹⁴ Siehe Fußnote 13

¹⁵ Jahresfahrleistung und Kraftstoffverbrauch entsprechend der Annahmen in Kapitel 2.2

regulatorischen Rahmenbedingungen und insbesondere die Vergütung im Rahmen des EEG begründet.

Für einen Großteil der Biogasanlagen wird im Zeitraum von 2024 bis 2030 die EEG Förderung auslaufen. Es wird davon ausgegangen, dass ohne weitere Förderinstrumente Bestandsanlagen nicht weiterbestehen werden und die Anlagenleistung von Stand 2018 5,2 GW_{el} auf 2,7 GW_{el} in 2030 sinken könnte (Daniel-Gromke et al. 2017). Damit würde eine Menge von 120 bis 213 PJ an Biogas nicht weiter produziert¹⁶. Diese Menge ist ausreichend, um die in 2020 steigende Nachfrage nach Biokraftstoffen vollständig zu erfüllen. Energetisch betrachtet könnte durch dieses Biogas 4,8 bis 8,8 Mio. Mittelklasse-Pkw, 2,8 bis 5,0 Mio. Oberklasse-Pkw oder 104.000 bis 186.000 Lkw ganzjährig betrieben werden.

Einschränkend muss davon ausgegangen werden, dass nicht alle Biogasanlagen auf die Produktion von Biomethan umgestellt und dadurch das Biogas dem Verkehr zugänglich gemacht werden könnten (Beyrich et al. 2019). Weiterhin ist zu beachten, dass nach RED II maximal 7 % der Endenergie im Verkehr durch Biokraftstoffe erfüllt werden können, die aus NawaRo produziert wurden. Biogas in Deutschland wurde in 2016 zu einem Großteil aus NawaRo (78 %¹⁷) und in kleineren Anteilen aus Gülle/Mist (12,4 %) und weiteren Rest- und Abfallstoffen (9,2 %) erzeugt (Daniel-Gromke et al. 2017). Die Menge Biogas aus NawaRo, die aus der EEG Förderung fällt, übersteigt die Menge an Biokraftstoffen aus NawaRo, die kurz- und mittelfristig zusätzlich im Verkehr angerechnet werden können. Somit kann dem Verkehr potenziell mehr Biomethan zur Verfügung gestellt werden, als nach RED II eingesetzt werden dürfte.

Nach RED II werden außerdem Biokraftstoffe ab 2023 sukzessive ausgeschlossen, die aus Rohstoffen mit hohem Risiko für direkte oder indirekte Landnutzungsänderung (engl. (indirect) Land use change (I)LUC) erzeugt werden. Der Beitrag von derzeitigen Biokraftstoffen wie z. B. Biodiesel aus Palmöl wird dementsprechend bis 2030 kontinuierlich auf 0 sinken. Andere Biokraftstoffe wie beispielsweise Biomethan könnten die entstehende Lücke an Biokraftstoffen füllen. Alternativ lässt die RED II zu, dass Nationalstaaten das Ziel von 14 % erneuerbarer Energien im Verkehr um den Anteil herabsetzen, um den sie den Einsatz von Biokraftstoffen aus NawaRo reduzieren. Dieser Anteil muss nicht durch einen höheren Einsatz anderer Biokraftstoffe ausgeglichen werden.

¹⁶ Werte basieren auf der vereinfachenden Annahme, dass die elektrische Anlagenleistung mit der produzierten Biogasmenge linear korreliert.

¹⁷ Prozentangaben geben den energiebezogenen Substrateinsatz in deutschen Biogasanlagen wieder

Neben der Deckelung der Biokraftstoffe aus NawaRo fordert die RED II steigende Mindestanteile für sogenannte fortschrittliche Biokraftstoffe ab dem Jahr 2022 (s. Tabelle 4-1). Diese Biokraftstoffe werden in Anhang IX der RED II definiert als Biokraftstoffe, die aus einer definierten Liste von Rohstoffen erzeugt werden. Dazu zählen beispielsweise organische Abfälle sowie Stroh und Gülle, die auch in dieser Studie als Substrate zur Biomethanproduktion betrachtet werden. Schon heute werden ca. 22 % des Biogases aus diesen Rohstoffen produziert (FNR 2018). Aus Sicht der RED II besteht keine Begrenzung dieses vollständig im Verkehr einzusetzen.

Tabelle 4-1: Mindestanteil von fortschrittlichen Kraftstoffen am Endenergiebedarf des Verkehrs nach RED II

Kraftstoff	Ab Jahr	Mindestanteil Endenergie
Fortschrittliche Biokraftstoffe (flüssig und gasförmig)	2022	0,2 %
	2025	1 %
	2030	3,5 %

Darüber hinaus besteht für Biomethan aus Reststoffen mit insgesamt 118 bis 240 PJ/a ein großes ungenutztes Mengenpotenzial in Deutschland (siehe Abbildung 4-1). Dieses Biomethan könnte also zusätzlich produziert werden und würde nicht aus anderen Sektoren entzogen. Stroh hat dabei mit 23 bis 68 PJ einen bedeutenden Anteil. Stroh besteht aus trockenen Halmen und Blättern von beispielsweise Getreide oder Ölpflanzen und ist somit ein Nebenprodukt der Landwirtschaft. Stroh wird heute fast ausschließlich stofflich zum Beispiel als Einstreu bei der Tierhaltung genutzt. Es wird außerdem in Böden landwirtschaftlicher Nutzflächen eingearbeitet, um eine ausgeglichenen Humusbilanz zu erreichen. Während das theoretische Potenzial sich ausschließlich aus einer Betrachtung der statistisch verfügbaren Strohmengen ergibt, berücksichtigen das angegebene mobilisierbare und ungenutzte Potenzial eine begrenzte Bergungsrate und dass ausreichend Stroh für die Humusbildung auf den Flächen verbleiben muss. Die Erzeugung von Biomethan aus Stroh ist heute technisch realisierbar. Seit 2014 existiert z. B. eine Anlage der Firma VERBIO am Standort Schwedt und eine zweite Anlage befindet sich im Bau. Um das Potenzial für Biomethan aus Stroh zu heben bestehen jedoch Einschränkungen:

- Nutzungskonkurrenz um Stroh; Stroh kann auch für die Produktion von Strom und Wärme eingesetzt werden. Außerdem ist potenziell auch die Produktion von Bioethanol möglich, wobei bisher keine größere Anlage in Betrieb ist.
- Bisher existiert erst eine Biomethananlage in Schwedt mit einer Kapazität von ca. 0,5 PJ/a und eine weitere Anlage befindet sich im Bau. Für die Nutzung des Strohpotenzials werden jedoch rund 200 Anlagen in dieser Größenordnung benötigt. Der Neubau einer Anlage dauert ca. 3 Jahre.

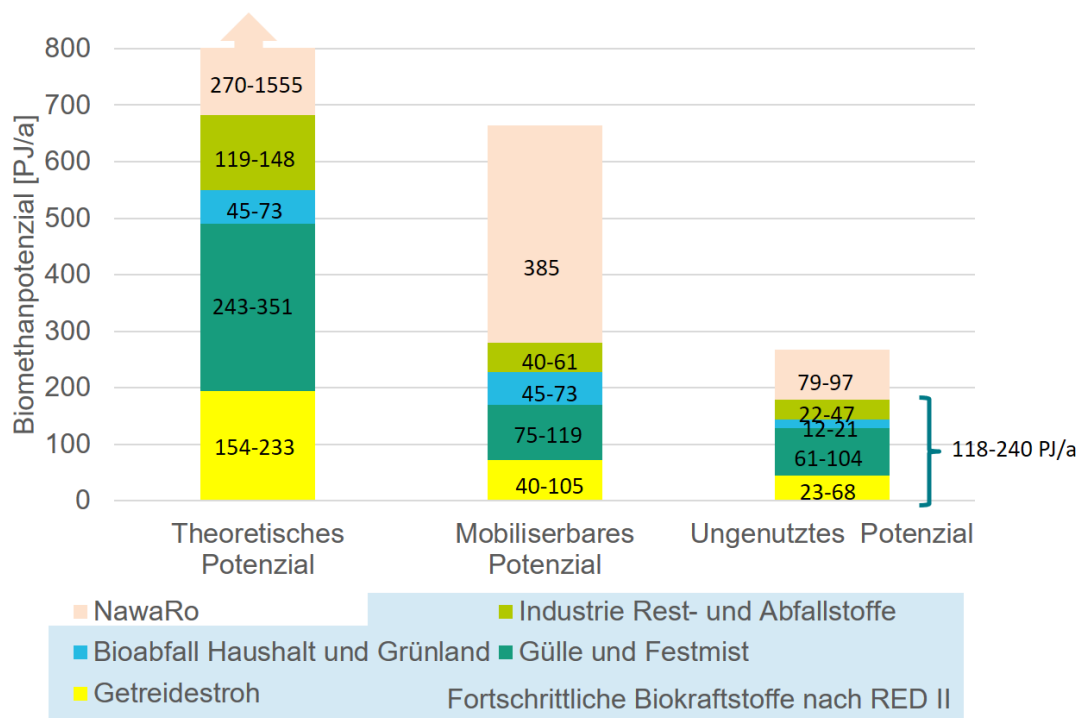


Abbildung 4-1: Theoretisches, mobilisierbares und ungenutztes Biogaspotenzial; Werte nach DBFZ 2019, Stand 2015

Ein weiteres hohes ungenutzte Biomethanpotenzial besteht für die Produktion aus Gülle und Mist. Aktuell werden hiervon erst rund 30 % der in Deutschland anfallenden Menge zur Biogasproduktion eingesetzt (UBA 2019a), obwohl keine Nutzungskonkurrenz besteht. Die übrigen Mengen werden direkt als Dünger zurück auf die Felder gebracht und somit nicht weiter energetisch genutzt. Werden Gülle und Mist zur Biogasproduktion eingesetzt, kann der Gärrest gleichermaßen als Dünger eingesetzt werden. Somit besteht für Landwirte kein Nachteil durch die Biogasproduktion. Welcher Anteil des Potenzials zur Biomethanproduktion realisiert werden kann ist u.a. von der Höhe der Förderung abhängig. Gülle weist einen hohen Wassergehalt auf, sodass längere Transportwege energetisch und kostenseitig aufwendig sind. Um kurze Transportwege zu realisieren werden dementsprechend vorwiegend Biogaskleinanlagen zur Biogasproduktion aus Gülle eingesetzt. Eine Aufreinigung zu Biomethan ist an solchen kleinen Anlagen spezifisch teurer und rechnet sich unter heutigen Rahmenbedingungen i.d.R. nicht (Beyrich et al. 2019).

Alle hier dargestellten Potenzialangaben weisen hohe Spannbreiten auf. Diese lassen sich u. a. auf die große Abhängigkeit hinsichtlich der Witterung zurückführen. Darüber hinaus haben auch die Annahmen zu einer möglichen Logistik der Substrate einen deutlichen Einfluss (Fehrenbach 2019). Die Biomethanerzeugung der einzelnen Biomassen

variiert durch Unterschiede des Trockensubstanzgehalts, des Biogasertrags sowie des Methangehalts des Biogases (DBFZ 2019).

Um die ungenutzten Potenziale zur Biomethanproduktion aus Reststoffen von 118 bis 240 PJ/a in größerem Umfang zu erschließen, müssen u. a. die bisher ungenutzten Substrate großflächig gesammelt und Produktions- und Aufreinigungskapazitäten geschaffen oder umgewidmet werden. Wird dies gezielt und forciert verfolgt, könnte bis 2030 ein größerer Teil des Potentials dem Verkehr zur Verfügung stehen. Würde die Hälfte des ungenutzten Potentials, also 59 bis 120 PJ/a Biomethan vollständig für den Verkehrssektor zur Verfügung stehen, ließen sich 2,4 bis 4,8 Mio. Mittelklasse bzw. 1,4 bis 2,8 Mio. Oberklasse Pkw oder 51.000 bis 105.000 Lkw durch das zusätzlich erzeugte Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen ganzjährig betreiben¹⁸. Dies entspricht 3 bis 10 % der derzeit ca. 47 Mio. zugelassenen Pkw der deutschen Fahrzeugflotte bzw. ca. 3 % der zugelassenen 3 Mio. Lkw (Statista 2019).

Insgesamt betrachtet bestehen somit große Mengenpotenziale an Biomethan, die dem Verkehr zur Verfügung gestellt werden könnten. Dabei kann Biogas aus dem Strom- und Wärmebereich, das absehbar keine weitere EEG Förderung erhält alternativ für den Verkehr verfügbar gemacht werden. Dies bedeutet jedoch, dass dieser Kraftstoff im Strom- und Wärmemarkt aus energetischer und Klimaperspektive ausgeglichen werden muss. Darüber hinaus kann Biomethan auch aus bisher ungenutzten Substraten erzeugt werden und somit die gesamt verfügbare Menge erhöht werden.

¹⁸ Jahresfahrleistung und Kraftstoffverbrauch entsprechend der Annahmen in Kapitel 2.2

5 Kritische Diskussion ausgewählter Aspekte

Die Ergebnisse der Bewertung der Treibhausgasemissionen (THG) sowie der Wirtschaftlichkeit ist von vielen Parametern abhängig. Gerade deren zukünftige Entwicklung ist oftmals unsicher. Geringere Unterschiede in den Ergebnissen sollten deshalb nicht überinterpretiert werden und die Ergebnisse auch immer im Lichte der getroffenen Annahmen bewertet werden. Auch unterscheiden sich die Nutzungsprofile für die einzelnen Pkw- und Lkw-Nutzer stark, was für den Einzelfall zu deutlich abweichenden Ergebnissen führen kann. Batteriefahrzeuge oder Brennstoffzellenfahrzeuge eignen sich heute z.B. von der Wirtschaftlichkeit und der THG-Bilanz nicht für Nutzer, die nur wenig fahren.

Die vorliegende Studie bezieht sich bezüglich der Umweltauswirkungen ausschließlich auf die Klimabilanz verschiedener Fahrzeuge. Allerdings muss erwähnt werden, dass sich die Antriebssysteme auch bei anderen Umweltauswirkungen wie Versauerung, Feinstaub, Sommersmog oder Wasserentnahme unterscheiden (siehe beispielsweise Helms et al. 2016; Helmers et al. 2017; UBA 2018a; Manzetti et al. 2015; Frischknecht et al. 2018).

So steht die Kraftstoffproduktion und somit auch die Biomethanerzeugung aus Anbaubiomasse aufgrund einer Reihe von Nachhaltigkeitsaspekten in der Diskussion, obwohl der Einsatz von Biomethan zu geringeren Treibhausgasemissionen als der Einsatz von Erdgas führen kann. Die Bewertung der Nachhaltigkeit ist komplex, und eine Reihe an Faktoren müssen berücksichtigt werden. Beispielsweise besteht eine Konkurrenz um fruchtbare Flächen, die neben dem Anbau von Pflanzen für die energetische Nutzung auch zum Anbau von Nahrungs- oder Futtermitteln genutzt werden können. Darüber hinaus kann eine verstärkte Nachfrage nach Anbaubiomasse für die energetische Nutzung zu indirekten Landnutzungsänderungen führen. Wird Anbaubiomasse durch eine intensive Landwirtschaft erzeugt, können außerdem negative Auswirkungen wie ein Verlust an Biodiversität oder eine Degradierung der Böden stattfinden. Gleichzeitig muss die Flächeninanspruchnahme für den Anbau von Substraten zur Biogaserzeugung berücksichtigt und ein möglichst hoher Flächenertrag angestrebt werden.

Dagegen wird die Erzeugung von Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen deutlich positiver bewertet, insofern Nachhaltigkeitskriterien (z. B. ausgeglichene Humusbilanz bei der Strohnutzung) eingehalten werden. Bei der Nutzung von Gülle kommt hinzu, dass der Einsatz in Biogasanlagen zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen führen kann. Insgesamt sind jedoch auch bei Rest- und Abfallstoffen im Einzelfall Nutzungskonkurrenzen sowie die räumlich sehr dezentrale Verfügbarkeit zu berücksichtigen.

Die Rohstoffverfügbarkeit bei Batteriefahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen wird oft kritisch diskutiert. Aus Sicht der Rohstoffverfügbarkeit sind bei Batteriefahrzeugen insbesondere Kobalt und Lithium und bei Brennstoffzellenfahrzeuge Platin als kritisch einzustufen. Platin spielt jedoch auch in Katalysatoren für konventionelle Fahrzeuge eine wichtige Rolle. Bei den kritischen Rohstoffen kann es zu Preissprüngen und Versorgungsengpässen kommen. Lösungsstrategien durch Verminderung oder Substitution der kritischen Rohstoffe und Recyclingstrategien sind hier zu entwickeln. In der Diskussion stehen auch die sozialen Abbaubedingungen in bestimmten Lieferländern wie Kobalt aus dem Kongo sowie die Eingriffe in Ökosysteme beim Rohstoffabbau.

In dem Zusammenhang ist allerdings zu betonen, dass auch die Verfügbarkeit von günstigem Erdöl oder Erdgas eine Rohstofffrage ist, die von vielen Fachleuten als sehr kritisch eingestuft wird, ebenso wie die sozialen Bedingungen in einigen der relevanten Lieferländern.

Bei den alternativen Antrieben sind auch mögliche Rebound-Effekte zu betrachten. Mit Rebound-Effekt wird der Effekt bezeichnet, der dazu führt, dass das Einsparpotenzial von Effizienzsteigerungen nicht oder nur teilweise verwirklicht wird. Bei den alternativen Antrieben könnte ein tatsächlicher oder vermeintlich positiverer Umwelteffekt zur höheren Nutzung der Fahrzeuge führen.

Zudem ist zu beachten, dass sich konventionelle Pkw und gerade E-Pkw in vielen Aspekten aus Kundensicht unterscheiden und deshalb nur bedingt vergleichbar sind. U.a. die höhere Reichweite, das größere Platzangebot und die schnellere Betankungszeit sprechen für den konventionellen Benzin-, Diesel- oder Gas-Pkw. Die bessere Beschleunigung, die geringeren Lärmemissionen, die geringeren NO_x- und Feinstaubemissionen, die drohende und zunehmend steigende Anzahl an Fahrverboten für konventionelle Fahrzeuge in Städten und ganzen Ländern sowie das Image eines innovativen, umweltfreundlichen Fahrzeugs sprechen hingegen für den E-Pkw. Biomethanbetriebene Fahrzeuge tragen ebenfalls zur Senkung der lokalen Schadstoffemissionen des Verkehrs bei.

Brennstoffzellenfahrzeuge weisen i.d.R. höhere Reichweiten als E-Pkw auf und sie haben deutlich schnellere Betankungszeiten, vergleichbar mit konventionellen Pkw. Bezüglich Beschleunigung und niedrigeren lokalen Emissionen sind sie vergleichbar mit E-Pkw.

Bei der wirtschaftlichen Bewertung ist zu betonen, dass eine rein kostenbasierte Betrachtung ohne Steuern, Umlagen und Fördermaßnahmen durchgeführt wurde. Integriert man diese, dann kann sich das Ergebnis ändern. Bei der gewählten Methode der Total-Cost-of-Ownership ist darauf hinzuweisen, dass die Entscheidung zum Kauf eines Fahr-

zeugs in der Realität weder im privaten noch im gewerblichen Umfeld rein auf wirtschaftlichen und ökologischen Entscheidungskriterien basiert. Vielmehr bestimmen auch technische Fahrzeugcharakteristika wie beispielsweise Reichweite und Zuverlässigkeit, ebenso wie Verfügbarkeit von Infrastruktur sowie Marken- und Segmenttreue die Kaufentscheidung (Plötz et al. 2014). Darüber hinaus hat sich im privaten Umfeld gezeigt, dass häufig bezüglich wirtschaftlicher Kriterien keine „rationale“ Entscheidung getroffen wird, sondern dass die Anschaffungskosten die Entscheidung stärker beeinflussen und laufende Kosten vernachlässigt werden (Hacker 2011). Gerade für E-Pkw und BZ-Pkw stellt dies Hemmnisse bei der Kaufentscheidung dar.

In Abbildung 5-1 wird auf die Herausforderung bei der Herstellung von synthetischem Methan verwiesen. Eine wirtschaftliche Nutzung ergibt sich bei Volllaststunden des Elektrolyseurs heute und in den nächsten Jahren bei 4.000 bis 5.000 Volllaststunden. Bei geringen Volllaststunden dominieren die Investitionen in die Anlagen. Bei hohen Volllaststunden die Strompreise (hohe Anzahl an Stunden mit hohen Strompreisen).

Dann kann man diese aber nicht mehr alleine durch erneuerbaren Strom abdecken, der niedrige Treibhausgasemissionen vorweist. Mit zunehmender Volllaststundenzahl steigt der Anteil von Stunden mit konventionellen Anlagen der Stromerzeugung.

Was allerdings für synthetisches Methan spricht ist, dass es beigemischt werden kann und Fahrzeuge im Bestand erreicht. Damit lassen sich je nach Herstellung recht schnell die Treibhausgase senken.

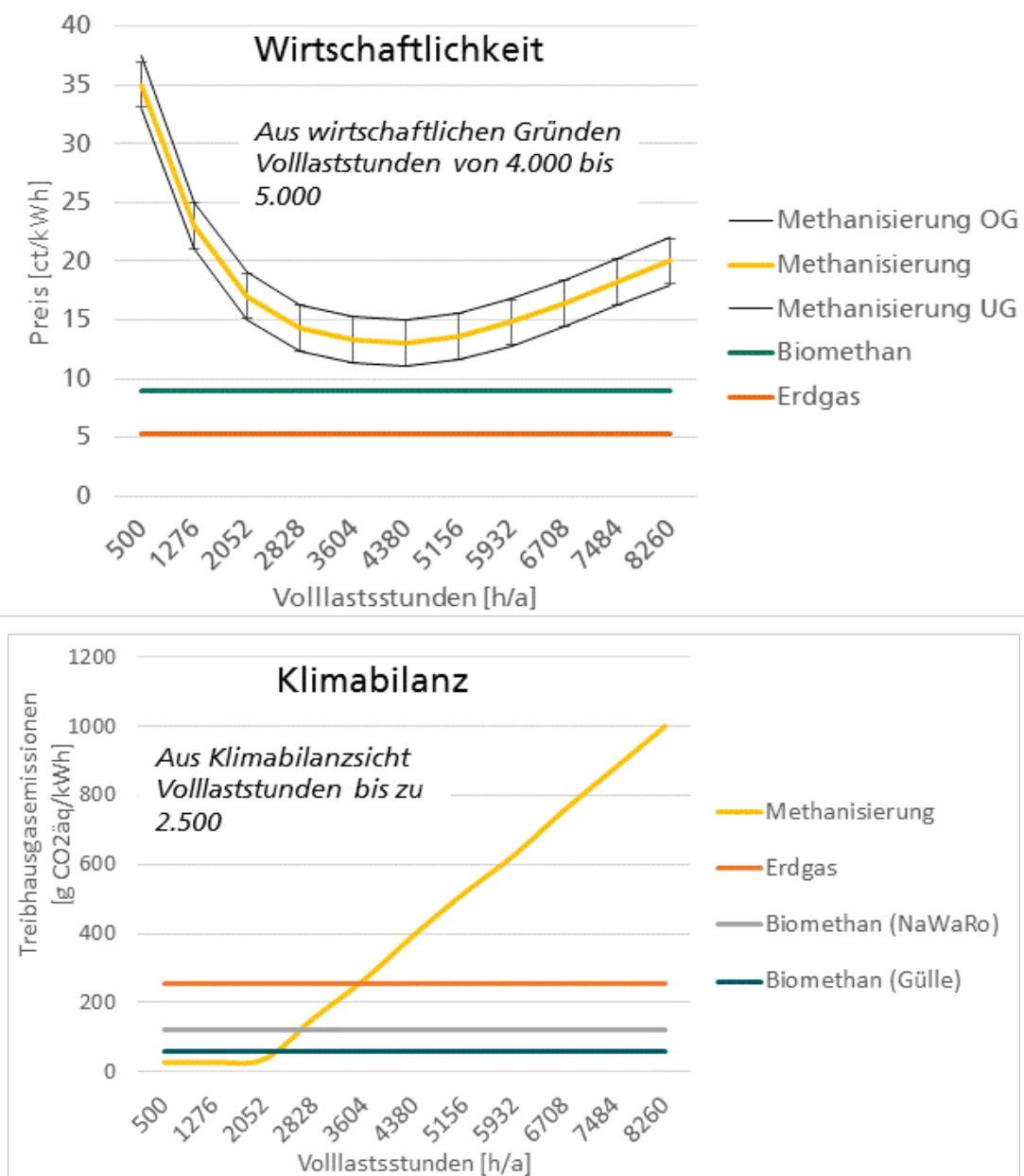


Abbildung 5-1: Wirtschaftliche und ökologische Fahrweise von Anlagen zur Methanisierung auf Basis der Wasserstoffelektrolyse (Volllaststunden des Elektrolyseurs sind dargestellt; UG: Untergrenze, OG: Obergrenze der Kosten)

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die vorliegende Studie geht der Frage nach, welche alternativen Kraftstoffe und Antriebe sich in Deutschland bei Pkw und Lkw anbieten, um die Treibhausgasemissionen zu senken. Dabei werden alle Phasen der Fahrzeuge von der Herstellung über die Nutzungsphase bis zur Verwertung bilanziert. Die Vorkettenemissionen bei den betrachteten Energiepfaden werden ebenfalls berücksichtigt.

Weiterhin werden die Alternativen bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Hierbei fließen alle Kosten der Anschaffung und Nutzung ein. Steuern, Abgaben und Subventionen, wie z. B. Kaufprämien für Elektrofahrzeuge und Vergütungen über die Treibhausgasminderungsquote bei Kraftstoffen, bleiben allerdings unberücksichtigt, um eine möglichst unverfälschte Kostenanalyse liefern zu können.

In der Studie werden einzelne Fahrzeuge bilanziert und miteinander verglichen. Die Analysen werden für Deutschland gemacht und dabei unterstellt, dass die Fahrzeuge in 2019 bzw. 2030 angeschafft werden und dann die Pkw 13 Jahre und die Lkw 6 Jahre genutzt werden. Es wird von ambitionierten Klimaschutzzielen ausgegangen und damit, dass die Energiewende in der Stromerzeugung zügig voranschreitet. Bei den Fahrzeugen werden moderne, effiziente Fahrzeuge unterstellt. Weiterhin wird angenommen, dass die bekannten Optionen bei der Batterieherstellung und der Brennstoffzellherstellung bezüglich einer Treibhausgasminderung im Jahre 2030 zumindest teilweise umgesetzt werden. Bei den Batteriegrößen werden heutige durchschnittliche Werte genommen und unterstellt, dass sie künftig weiter steigen werden, um höhere Reichweiten zu ermöglichen.

Bei den Pkw werden Mittel- und Oberklassefahrzeuge analysiert und jeweils repräsentative Daten ausgewählt. Dabei werden neben einem modernen Hybrid-Diesel-Pkw mit steigenden Anteilen an Biokraftstoffen als Referenzfahrzeug noch Batteriefahrzeuge, Erdgasfahrzeuge und Fahrzeuge mit Biomethan sowie synthetischem Methan und Verbrennungsmotoren verglichen. Brennstoffzellenfahrzeuge werden auch bilanziert, allerdings nur bezüglich ihrer Klimabilanz.

Bei den Lkw werden nur die schweren Sattelzugmaschinen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 Tonnen analysiert. Hier werden ein moderner Diesel-Lkw mit drei Gas-Lkws verglichen, die mit Flüssiggas (LNG) aus fossilem Erdgasquellen, mit LNG aus Biomethan und mit LNG aus synthetischen Methan betrieben werden.

Die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Analyse sind folgende:

Auf Basis der getroffenen Annahmen weist Biomethan im Vergleich zu den konventionellen und zu den anderen alternativen Kraftstoffen und Antrieben, die auf dem Strommix basieren, eine sehr gute Bilanz bezüglich der Treibhausgasemissionen auf. Dies gilt insbesondere für Biomethan aus Gülle, Stroh und Bioabfällen, das zu den fortschrittlichen Biokraftstoffen zählt. Gegenüber einem Mittelklasse-Diesel-Pkw betragen die Einsparungen eines im Jahre 2019 gekauften Fahrzeugs 60 % und für ein im Jahr 2030 angeschafftes Fahrzeug 56 %. Wenn man weiterhin Gutschriften für Gülle nach der heutigen Gesetzeslage (Erneuerbaren-Richtlinie RED II) vorsieht, führt dies sogar zu negativen Treibhausgasemissionen. Für ein Mittelklasse-Pkw, in 2019 angeschafft, sind es über die Lebensdauer 15 t CO_{2äq}. Auch im Lkw-Sektor ergeben sich große Treibhausgasreduzierungspotenziale durch Biomethan aus fortschrittlichen Rohstoffen. Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe hat ebenfalls eine gute Klimabilanz. Bei diesem Biomethanpfad gibt es aber eher kontroverse Diskussionen bezüglich dessen generellen Nachhaltigkeit und der Konkurrenzsituation um Anbauflächen.

Biomethan weist ein hohes Mengenpotenzial auf, das dem Verkehr zur Verfügung gestellt werden könnte. Beispielsweise kann Biogas aus dem Strom- und Wärmebereich alternativ für den Verkehr verfügbar gemacht werden. Würden so z.B. Biogasanlagen, die bis zum Jahr 2030 absehbar keine weitere EEG Förderung erhalten, auf die Produktion von Biomethan für den Verkehr umgestellt, könnten damit energetisch betrachtet ca. 2,8 bis zu 8,8 Mio. Pkw betrieben werden. Dies bedeutet jedoch, dass dieser Kraftstoff im Strom- und Wärmemarkt aus energetischer und Klimaperspektive ausgeglichen werden muss. Darüber hinaus kann Biomethan auch aus bisher ungenutzten Rest- und Abfallstoffen erzeugt werden und somit die gesamtverfügbare Menge erhöht werden. Würde nur die Hälfte der bisher ungenutzten, aber mobilisierbaren Substrate eingesetzt, könnten 2,4 bis 4,8 Mio. Mittelklasse-Pkw oder 51.000 bis 105.000 schwere Lkw durch Biomethan betrieben werden, das aus den fortschrittlichen Rohstoffen Stroh, Gülle/Mist und weiteren Rest- und Abfallstoffen erzeugt worden ist.

Von den Kosten hergesehen sind die Biomethanpfade bei Pkw gegenüber dem fossilen Kraftstoff Diesel heute und 2030 nur etwas teurer. Gegenüber den anderen Alternativen liegen die Kosten in 2019 deutlich niedriger. Bei Lkw haben die Kraftstoffkosten einen deutlich höheren Einfluss als bei Pkw. Deshalb weisen schwere Lkw betrieben mit flüssigen Erdgas (LNG) aus Biomethan deutlich höhere Kosten als fossile Diesel- und fossile LNG-Lkw auf. Biomethan-Lkw sind aber heute und in 2030 signifikant günstiger als Lkw auf Basis von synthetischem Methan, welches aus Strom hergestellt wird.

Die Fahrzeuganzahl ist bei schweren Sattelzugmaschinen in Deutschland mit 200.000 gegenüber 4,7 Mio. Pkw deutlich geringer. Weiterhin ist die Fahrzeugpalette deutlich kleiner und die Nutzungsdauer ist deutlich geringer gegenüber Pkw. Somit lässt sich der

Lkw-Fahrzeugbestand deutlich schneller umwälzen als der Pkw-Bestand. Bedenkt man weiterhin, dass eine Elektrifizierung des Lkws-Sektors deutlich herausfordernder ist als der Pkw-Sektor, dann könnte gerade auch der Lkw-Markt ein interessantes Einsatzgebiet für Biomethan darstellen.

Bei diesen Überlegungen ist allerdings zu beachten, dass Biomethan auch in anderen Anwendungsfällen wie der Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann und dort auch zur Treibhausgasemissionenminderung durch die Substitution von fossilen Energieträgern führen kann.

Von allen weiter untersuchten Alternativen erscheinen gerade Batteriefahrzeuge bei Pkw eine gute Option zur Senkung der Klimagase zu sein. Batteriefahrzeuge weisen schon bei Nutzung des Strommixes eine gute Treibhausgasbilanz auf, weil u.a. die Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung aller Voraussicht nach weiter deutlich sinken werden (was hier unterstellt wurde). Sie ist deutlich besser im Vergleich zu den konventionellen Fahrzeugen (Diesel und Erdgas). Für ein Mittelklasse-Pkw betragen z. B. die eingesparten Klimagase 25 % für ein in 2019 angeschafftes Fahrzeug gegenüber einem vergleichbaren Diesel-Pkw. Für ein in 2030 beschafftes Fahrzeug liegen sie sogar bei 46 %. Weiterhin gibt es eine Reihe an Maßnahmen zur weiteren deutlichen Verbesserung der Klimabilanz von Batteriefahrzeugen: Nutzung von erneuerbarem Strom (Eigenherzeugung, tatsächlicher Ökostrombezug)¹⁹, Verlagerung des Ladens in Zeiten mit niedrigen Strompreisen, da dort i.d.R. auch der Anteil der Erneuerbaren sehr hoch ist und eine Verbesserung der Klimabilanz der Batterieproduktion (Verwendung von erneuerbarem Strom und Effizienzsteigerungen).

Hohe Batteriekapazitäten verbunden mit einer schlechten Treibhausgasbilanz der Batterieproduktion verschlechtern die Gesamtbilanz allerdings deutlich, gerade wenn die Stromherstellung zusätzlich noch mit hohen Treibhausgasemissionen verbunden ist.

Die Analyse der Kosten zeigt, dass die Batteriefahrzeuge heute im Vergleich zu einem Dieselfahrzeug noch teurer sind, mit höheren Gesamtkosten über die Fahrzeuglebensdauer von 8.000 € (Mittelklassefahrzeug) bis 20.000 € (Oberklassefahrzeug). Aber im Jahre 2030 liegen sie sowohl bei Mittelklassefahrzeugen als auch bei Oberklassefahrzeugen sogar leicht darunter. Die niedrigeren Kosten in der Nutzungsphase durch die hohe Effizienz und die niedrigeren Wartungs- und Instandhaltungskosten kompensieren die höheren Anschaffungsausgaben, die im Wesentlichen durch die Batteriekosten bestimmt werden.

Erdgasfahrzeuge zeigen eine leicht bessere Klimabilanz gegenüber den Diesel-Pkw auf. Von den Kosten sind sie heute und 2030 die günstigsten Fahrzeuge in allen betrachteten

¹⁹ Siehe zu dieser Diskussion auch Timpe et al. (2017).

Fahrzeugklassen. Als Übergangslösung sind sie somit gegebenenfalls geeignet, gerade wenn man zunehmend Biomethan beimischt.

Synthetisches Methan ist ausschließlich hergestellt auf Basis von erneuerbarem Strom aus Sicht einer Bilanzierung der Treibhausgase sinnvoll. Mit Strom aus dem deutschen Energiesystem hat es eine extrem schlechte Bilanz, was an den geringen Wirkungsgraden dieser Alternative liegt. Die fehlende Wirtschaftlichkeit aufgrund der hohen Kraftstoffkosten ist eine weitere große Herausforderung dieser Option. Hier existiert ein Dilemma: Zur wirtschaftlichen Herstellung müssen die Elektrolyseure mit einer hohen Anzahl an Vollaststunden betrieben werden, aber eine Herstellung ausschließlich auf Basis von erneuerbarem Wind- oder Sonnenstrom ermöglicht dies kurz- und mittelfristig nicht.

Wegen dem geringen Wirkungsgrad ist auch der Ausbau an erneuerbarem Strom einschließlich der Netzinfrastruktur eine zusätzliche Hürde. Im Vergleich zu Batteriefahrzeugen müsste das Vier- bis Fünffache an Erneuerbare Stromerzeugung aufgebaut werden. Im Vergleich zu Brennstoffzellenfahrzeugen das Zwei- bis Dreifache. Synthetische Kraftstoffe sollten somit lieber dort eingesetzt werden, wo es bezüglich einer Treibhausgassenkung keine Alternativen für sie gibt: im internationalen Flug- und Schiffsverkehr. In diesen Anwendungsfeldern reicht die Energiedichte von Batterien und von Wasserstoff nicht aus.

Brennstoffzellenfahrzeuge, die hier in dieser Studie nur bezüglich ihrer Treibhausgasbilanz detailliert betrachtet wurden, weisen bei ausschließlich oder überwiegend erneuerbarem Strom eine gute Bilanz bei Pkw auf. Sie liegen gegenüber Batteriefahrzeugen mit großen Batteriekapazitäten (über 60 bis 70 kWh) in einer vergleichbaren Größenordnung wie diese. Das Gewicht des ökologischen Rucksacks in der Herstellung ist hier wie bei den Batteriefahrzeugen allerdings auch weiter zu reduzieren.

Wasserstoff auf Basis des Strommixes ist aus Klimagesichtspunkten kurz- und mittelfristig keine sinnvolle Option. Erst wenn die Stromerzeugung mit deutlich niedrigeren Treibhausgasemissionen verbunden ist und Elektrolyseure nach Preissignalen gesteuert gefahren werden, ergibt eine Nutzung des Strommixes einen Sinn. Wasserstoff auf Erdgasbasis hergestellt, was heute die aus wirtschaftlichen Gründen bevorzugte Option ist, hat auch keine relevanten Vorteile bezüglich der Treibhausgasemissionsbilanz gegenüber einem modernen Diesel-Pkw.

Brennstoffzellenfahrzeuge können in Verbindung mit erneuerbarem Strom somit bei großen, schweren Fahrzeugen mit hohen Reichweitenanforderungen eine sinnvolle Alternative zu batterieelektrischen Fahrzeugen sein, auch weil sie sich sehr schnell wieder betanken lassen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Fahrzeuge ist allerdings weiter zu untersuchen, weil sie heute noch recht weit von einer wirtschaftlichen Nutzung wegen den

hohen Fahrzeuganschaffungskosten und den Wasserstoffkosten auf Basis von erneuerbarem Strom entfernt sind. Kostensenkungspotenziale existieren hier allerdings.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Biomethan einen relevanten Beitrag zur Senkung der Treibhausgase im Verkehr leisten kann und damit die voranschreitende Elektrifizierung des Verkehrs zur Erreichung ambitionierte Klimaschutzziele gut flankieren kann.

7 Quellen

- ADAC (2016): ADAC Autotest – Skoda Octavia Combi 1.4 TSI G-Tec Style. Online verfügbar unter <https://www.adac.de/infotestrat/tests/auto-test/detail.aspx?idtest=5613>, zuletzt geprüft am 01.08.2019.
- ADAC (2018): Elektro, Gas, Benzin, Diesel & Hybrid: Die Ökobilanz unserer Autos. Online verfügbar unter <https://www.adac.de/der-adac/motorwelt/reportagen-berichte/auto-innovation/studie-oekobilanz-pkw-antriebe-2018/>, zuletzt geprüft am 05.02.2019.
- ADAC (2019a): Autokostenrechner Auswahlseite. ADAC e.V. Online verfügbar unter <https://www.adac.de/infotestrat/autodatenbank/autokosten/autokosten-rechner/default.aspx>, zuletzt geprüft am 18.08.2019.
- ADAC (2019b): Test Toyota Mirai. Online verfügbar unter <https://www.adac.de/der-adac/motorwelt/reportagen-berichte/auto-innovation/brennstoffzellenauto-toyota-mirai/>, zuletzt geprüft am 01.08.2019.
- Agora Verkehrswende (2019): Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial. Agora Verkehrswende, Mai 2019.
- Alique, P. M.; Jiménez, D. M. (2013): Calculation of the carbon footprint and analysis of vehicle recycling from an environmental point of view. Seguridad y medio ambiente. Year 33 N131. Third quarter 2013.
- Audi (2019): Audi Technology Portal, Online verfügbar unter <https://www.audi-technology-portal.de/de/mobilitaet-der-zukunft/audi-future-lab-mobility/audi-future-energies/audi-e-gas>, zuletzt geprüft am 22.08.2019
- Ausfelder, F.; Dura, H.E. (Hrsg.) (2018): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien. Herausforderungen – Potenziale – Methoden – Auswirkungen. 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Frankfurt a.M.: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- BDI (2018): Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des BDI durchgeführt von BCG und Prognos. BCG: Berlin
- Beyrich, W.; Kasten, J.; Krautkremer, B.; Denysenk, V.; Rensberg, N.; Schmalfuß, T.; Erdmann, G.; Jacobs, B. (2019): Schlussbericht zum Verbundvorhaben: Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen.
- Bundesanstalt für Straßenwesen (2017): Fahrleistungserhebung 2014. Inländerfahrleistung. Unter Mitarbeit von Marcus Bäumer, Heinz Hautzinger, Manfred Pfeiffer, Wilfried Stock, Barbara Lenz, Tobias Kuhnimhof und Katja Kühler (Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen, Verkehrstechnik Heft V290). Online verfügbar unter <https://www.bast.de/DE/Verkehrssicherheit/Fachthemen/u2-fahrleistung-2014/u2-fahrleistung-2014-ergebnisse>, zuletzt geprüft am 15.02.2019.
- Dallinger, D.; Schmid, J. (Hrsg.) (2012): Plug-in electric vehicles integrating fluctuating renewable electricity. Dissertation. Veröffentlicht in der Buchserie Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Band 20. Universität Kassel.
- Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Denysenko, V., Stinner, W., Schmalfuß, T., Scheftelowitz, M., Liebetrau, J. (2018). Current developments in production and utilization of biogas and biomethane in Germany. Chemie Ingenieur Technik, 90(1-2), 17-35.
- DBFV (Deutsches Biomasseforschungszentrum Ressourcendatenbank) (2019): <http://webapp.dbfz.de/resources>, zuletzt geprüft am 27.08.2019.

den Boer, E.; Aarnink, S.; Kleiner, F.; Pagenkopf, J. (2013): Zero emissions trucks. An overview of state-of-the-art technologies and their potential. CE Delft. Delft.

Destatis (2019a): Inflationsrate. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;sid=92C8FC8EB463083F9D173BC3B7BDC09B.GO_2_2?operation=abrufTabell&levelindex=1&levelid=1565104438094&auswahloperation=abrufTabell&auswahlziel=werteabruf&selectionname=61111-0001&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf, zuletzt geprüft am 06.08.2019.

Destatis (2019b): Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2005 bis Juni 2019. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis).

DIN EN 16258:2013-03: Methode zur Berechnung und Deklaration des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen bei Transportdienstleistungen (Güter- und Personenverkehr).

Drünert, S.; Neuling, U.; Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Permalink: <https://doi.org/10.1007/s12398-019-00256-7>.

Ederington, L. H.; Fernando, C. S.; Hoelscher, S. A.; Lee, T. K.; Linn, S. C. (2019): A review of the evidence on the relation between crude oil prices and petroleum product prices. In: Journal of Commodity Markets 13, S. 1–15.

energate (2019): <https://www.energate-messenger.de/news/181627/demeusy-erste-biogas-verfluessigungsanlage-koennte-2019-in-betrieb-gehen->, zuletzt abgerufen am 27.08.2019.

EURACTIV (2019): Studie: Die EU unterschätzt Treibhausgas-Einsparungen durch Biokraftstoffe. EURACTIV. Online verfügbar unter <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/studie-die-eu-unterschatzt-treibhausgas-einsparungen-durch-biokraftstoffe/>, zuletzt geprüft am 11.02.2019.

European Biogas Association EBA (2016): Biomethane in transport.

Exergia et al. (2015): Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas“. Auftragnehmer: EXERGIA S.A., E3M-Lab (Economics Energy Environment Modelling Laboratory), National Technical University of Athens and COWI A/S im Auftrag der Europäischen Kommission.

Fehrenbach, H. (2019): Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor bis 2030. Kurzstudie zu den Potenzialen an Kraftstoffen auf Basis von Anbaubiomasse sowie biogenen Abfällen und Reststoffen. Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu)

FNR (2018): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2018. Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas. Online verfügbar unter http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Basisdaten_Bioenergie_2018_k.pdf, zuletzt geprüft am 27.08.2019.

FNR (2019): Aktuelle Marktsituation – Kraftstoffabsatz in Deutschland 2016. Online verfügbar unter <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/aktuelle-marktsituation/>, zuletzt geprüft am 11.02.2019.

Fraunhofer ISI (2019): Gnann T., Plötz P., Funke S., Wietschel M.: ALADIN-Model – Inputparameter. Beschreibung online verfügbar unter <http://www.aladin-model.eu/aladin-en/index.php>, zuletzt geprüft am 04.04.2019.

Frischknecht, R.; Messmer, A.; Stolz, P. (2018): Aktualisierte Umweltaspekte von Elektrofahrzeugen – Eine Argumentarium. Eine Studie im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt. Durchgeführt von treeze. treeze: Uster.

Gnann, T. (2015): Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure. Karlsruhe (Dissertation Karlsruhe Institut für Technologie (KIT)).

- Gnann, T.; Klingler, A.; Kühnbach, M. (2018): The load shift potential of plug-in electric vehicles with different amounts of charging infrastructure, *Journal of Power Sources*, Vol 390, p. 20-29.
- Greenpeace Energy (2019): 100 % echter Ökostrom. Online verfügbar unter <https://www.greenpeace-energy.de/privatkunden/oekostrom.html>, zuletzt geprüft am 20.08.2019.
- Greiner, B.; Hermann, H. (2016): Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 – Stromerzeugung. Arbeitspaket 1.2 im Forschungs- und Entwicklungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Wissenschaftliche Unterstützung „Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans2050“ (FKZ UM 15 41 1860). Berlin: Öko-Institut.
- Hacker, F. (2011): Betrachtung der Umweltentlastungspotenziale durch den verstärkten Einsatz von kleinen, batterieelektrischen Fahrzeugen im Rahmen des Projekts „E-Mobility Berlin“. Öko-Institut e.V. (Status-Seminar Elektromobilität Berlin-Brandenburg).
- Hacker, F.; Waldenfels, R. von; Mottschall, M. (2015): Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität in gewerblichen Anwendungen. Betrachtung von Gesamtnutzungskosten, ökonomischen Potenzialen und möglicher CO₂-Minderung. Öko-Institut e.V.
- Helmers, E.; Weiss, M. (2017): Advances and critical aspects in the Life-Cycle-Assessment of Battery Electric Vehicles. In *Energy and Emission Control Technology*. 01. February 2017.
- Helms, H.; Jöhrens, J.; Kämper, C.; Giegrich, J.; Liebich, A.; Vogt, R.; Lamprecht, U. (2016): Weiterentwicklung und vertiefte Analyse der Umweltbilanz von Elektrofahrzeuge. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA). Durchführung der Studie: ifeu. UBA: Dessau.
- Hermann, H.; Emele, L.; Loreck, C. (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Studie. Öko-Institut e.V. Berlin.
- Hülsmann, F.; Mottschall, M.; Hacker, F.; Kasten, P. (2014): Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen – Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050. Öko-Institut e.V. (Öko-Institut Working Paper, 3/2014).
- ICCT (2018a): Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions. Briefing. The International Council on Clean Transportation (ICCT).
- ICCT (2018b): Power play: How governments are spurring the electric vehicle industry. White Paper. Unter Mitarbeit von Nic Lutsey, Mikhail Grant, Sandra Wappelhorst und Huan Zhou. The International Council on Clean Transportation (ICCT).
- IEA (2018): World Energy Outlook 2018. International Energy Agency (IEA).
- IPCC (2006): Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 1. General Guidance and Reporting. Hg. v. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IPCC (2014): IPCC Working Group III – Mitigation of Climate Change, Annex II Metrics and Methodology - Table A.III.2 (Emissions of selected electricity supply technologies (gCO₂eq/kWh)). pp. 14–31.
- Jochem, P.; Babrowski, S.; Fichtner, W. (2015): Assessing CO₂ emissions of electric vehicles in Germany in 2030. In *Transport Research Part A*, 78 (2015), pp. 68-83.
- JRC (2014): Well-To-Wheels Report Version 4.1 – Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive. Joint Research Centre: Ispra.
- KBA (2011): Fachartikel: Fahrzeugalter. Stand 15.04.2011. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/Fachartikel/alter_20110415.pdf;jsessionid=54F4B4F567FE99271E8A5391D711D758.live21303?blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 29.08.2019.

- KBA (2015): Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2015. Online verfügbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html, zuletzt geprüft am 01.08.2019.
- KBA (2017): Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2016. Tabelle: Gesamtfahrleistung. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA). Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/2016/2016_verkehr_in_kilometern_node.html, zuletzt geprüft am 14.08.2019.
- Klukas, A.; Stütz, S.; Dobers, K.; Kirsch, D.; Rüdiger, D.; Köhler, J.; Timmerberg, S. (2018): Entwicklung von Maßnahmenbündeln zur Förderung von CNG/LNG zur Unterstützung der CPT-Initiative. Teilstudie: Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Berlin.
- Kost, C.; Shammugam, S.; Jülch, V.; Nguyen, H.-T.; Schlegl, T. (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Lischke A.; Windmüller D.; Wurster R.; Weindorf W.; Heidt C.; Naumann, K. (2015): Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung. Teilstudie: Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Berlin.
- Ludwig, O.; Muth, J.; Gernuks, M.; Schröder, H.; Löscheter Horst, T. (2018): Anwendungsfallabhängige CO₂-Bilanzen elektrifizierter Fahrzeugantriebe. Volkswagen AG, Wolfsburg.
- Majer, S.; Oehmichen, K.; Kirchmeyr, F.; Scheidl, S. (2016): Biosurf Fuelling Biomethane. Calculation of GHG emissions caused by biomethane.
- Manzetti, S.; Mariasiu, F. (2015): Electric vehicle battery technologies: From present state to future systems. In Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 51, November 2015, Pages 1004-1012.
- Masnadi, M.S. et al. (2018): Global carbon intensity of crude oil production - New data enable targeted policy to lessen GHG emissions. In Science, Policy Forum, Energy and Climate, 31. August, Vol 361, Issue 6495
- Michaelis, Julia (2018): Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale).
- Moll, C. (2019): Nachhaltige Dienstleistungsinnovationen in der Logistik. Erstellung einer Methodik zur Entwicklung systemdynamischer Entscheidungsmodelle und Anwendung am Beispiel von Nachtbelieferungen mit batterieelektrisch angetriebenen Lkw. Dissertation. Universität Hohenheim. Stuttgart.
- Moro, A.; Lonza, L. (2018): Electricity carbon intensity in European Member States: Impacts on GHG emissions of electric vehicles. In Transportation Research Part D: Transport and Environment. Volume 64, October 2018, Pages 5-14.
- Naturstrom AG (2019): Strompreisrechner Privatkunden. 100 % erneuerbare Energien von Naturstrom. Online verfügbar unter <https://www.naturstrom.de/privatkunden/strom/preisrechner/>, zuletzt geprüft am 20.08.2019.
- Naumann, K.; Schröder, J.; Oehmichen, K.; Etzold, H.; Müller-Langer, F.; Remmele E.; Thuneke, K.; Raksha, T.; Schmidt, P. (2019): DBFZ Report Nr. 11. Monitoring Biokraftstoffsektor. 4. Auflage. Deutsches Biomasseforschungszentrum.

- Öko-Institut (2017): Strategien für nachhaltige Rohstoffversorgung der Elektromobilität. Synthesepapier zum Rohstoffbedarf für Batterien und Brennstoffzellen. Studie im Auftrag der Agora Verkehrswende.
- Olivetti, E. A.; Ceder, G.; Gaustad, G. G.; Fu, X. (2017): Lithium-Ion Battery Supply Chain Considerations. Analysis of Potential Bottlenecks in Critical Metals. In: *Joule* 1 (2), S. 229–243.
- Onat, N. C.; Kucukvar, M.; Tatari, O. (2015): Conventional, hybrid, plug-in hybrid or electric vehicles? State-based comparative carbon and energy footprint analysis in the United States. In: *Applied Energy* 150, S. 36–49.
- Özdemir, E. D. (2012): The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector. A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport (Forschungsbericht, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 108).
- Papadimitriou, G.; Ntziachristos, L.; Wüthrich, P.; Notter, B.; Keller, M.; Fridell, E. et al. (2013): Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change. Project acronym: TRACCS. Final Report. European Commission, Directorate-General for Climate Action.
- Perner, J.; Unteutsch, M.; Lövenich, A. (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Pfluger, B. (2014): Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply. A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies. Zugl.: Karlsruher Institut für Technologie, KIT, Diss., 2013. Karlsruhe: KIT Scientific Publ.
- Pfluger, B.; Tersteegen, B.; Franke, B.; Bernath, C.; Boßmann, T.; Deac, G. et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Plötz, P.; Gnann, T.; Kühn, A.; Wietschel, M. (2014): Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge. Langfassung. Studie im Auftrag der acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.
- Regett, A.; Mauch, W.; Wagner, U. (2019): Klimabilanz von Elektrofahrzeugen – Ein Plädoyer für mehr Sachlichkeit. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e.V.: München.
- Reinholz, T.; Kühnel, C. (2018): Vermiedene Netzkosten. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen. Kurz-Analyse. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Berlin.
- Rosenberger, T.; Becker, R.; Holzer, N.; Lubitz, A.; Nieß, F.; Vester, R. et al. (2017): Der Lastauto Omnibus Katalog 2018. Stuttgart: EuroTransportMedia Verlags- und Veranstaltungs-GmbH.
- Schade, W.; Perez, E.; Berthold, D.; Wagner, U.; Krail, M.; Waßmuth, V. (2018): Gestaltung des Referenzszenarios zur Nutzung in der MKS 2017+. Arbeitspapier im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. Karlsruhe.
- Statista (2019): Anzahl der gemeldeten Pkw in Deutschland in den Jahren 1960 bis 2019 (Bestand in 1.000). Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12131/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 26.08.2019.
- Sternberg, A.; Hank, Ch.; Hebling, CH. (2019): Treibhausgasemissionen für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge mit Reichweite über 300 km. Studie im Auftrag der H2 Mobility; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg.

- Takeshita, H. (2017): LIB-equipped Vehicle Market Bulletin (17Q4) and Longterm LIB Market Forecast. Chapter 8.
- Thielmann, A.; Neef, C.; Hettesheimer, T.; Döscher, H.; Wietschel, M.; Tübke, J. (2017): Energiespeicher-Roadmap (Update 2017). Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.
- Thielmann, A.; Sauer, A.; Wietschel, M. (2015): Produkt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.
- Timmerberg, S.; Dieckmann, C.; Mackenthun, R.; Kaltschmitt, M. (2019): Biomethane in Transportation Sector. In: Robert A. Meyers (Hg.): Encyclopedia of Sustainability Science and Technology. New York, NY: Springer New York, S. 1-31.
- Timpe, C.; Bracker, J.; Hacker, F.; Haller, M.; Kasten, P.; Schierhorn, P. P.; Martensen, N. (2017): Handlungsbedarf- und Optionen zu Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität. Studie im Auftrag des BMU. Durchgeführt vom Öko-Institut und Energynautics. Öko-Institut: Freiburg.
- UBA (2017): Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger. Online verfügbar unter <http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html>, zuletzt geprüft am 13.02.2019.
- UBA (2018a): Wie umweltfreundlich sind Elektroautos? Eine ganzheitliche Bilanz. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). BMU: Berlin.
- UBA (2018b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). BMU: Berlin.
- UBA (2019a): Biogasproduktion aus Gülle und Bioabfall ausbauen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/biogasproduktion-aus-guelle-bioabfall-ausbauen>, zuletzt geprüft am 27.08.2019
- UBA (2019b): Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Studie von Wachsmuth, J.; Oberle, S. (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe) und Zubair, A.; Köppel, W.; (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Karlsruhe) im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- Volkswagen (2019): Klimabilanz von E-Fahrzeugen & Life Cycle Engineering. Volkswagen AG. Online verfügbar unter www.volkswagen.com, zuletzt geprüft am 11.07.2019.
- Völler, K.; Reinholz, T. (2019): Branchenbarometer Biomethan 2019. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Berlin.
- Volvo (2019): Environmental Footprint Calculator. Online verfügbar unter <http://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/environmental-footprint/environmental-footprint-calculator.html>, zuletzt geprüft am 01.08.2019.
- Wietschel, M.; Gnann, T.; Kühn, A.; Plötz, P.; Moll, C.; Speth, D. et al. (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Karlsruhe.
- Wietschel, M.; Kühnbach, M.; Stute, J.; Gnann, T.; Marwitz, S.; Klobasa, M. (2018). Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland. Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 21/2018. Fraunhofer ISI: Karlsruhe.
- Wietschel, M.; Kühnbach, M.; Rüdiger, R. (2019a): Die aktuelle Treibhausgas-emissionsbilanz von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 02/2019. Fraunhofer ISI: Karlsruhe.

Wietschel, W.; Haendel, M.; Boßmann, T.; Deac, G.; Michaelis, J.; Doll, C.; Schlomann, B.; Köp-
pel, W.; Degünther, C. (2019b): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung:
Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Abschlussbericht Studie für das Bun-
desministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, durchgeführt vom
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI- (Karlsruhe) und der
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technolo-
gie (Karlsruhe, KIT). Umweltbundesamt: Dessau-Roßlau.



Autorinnen und Autoren

Martin Wietschel, Cornelius Moll, Stella Oberle, Benjamin Lux
Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Sebastian Timmerberg, Ulf Neuling, Martin Kaltschmitt
Technische Universität Hamburg (TUHH),
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE), Hamburg

Natalja Ashley-Belbin
IREES GmbH – Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien, Karlsruhe



Kontakt

Martin Wietschel
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Karlsruhe
E-Mail: martin.wietschel@isi.fraunhofer.de
www.isi.fraunhofer.de