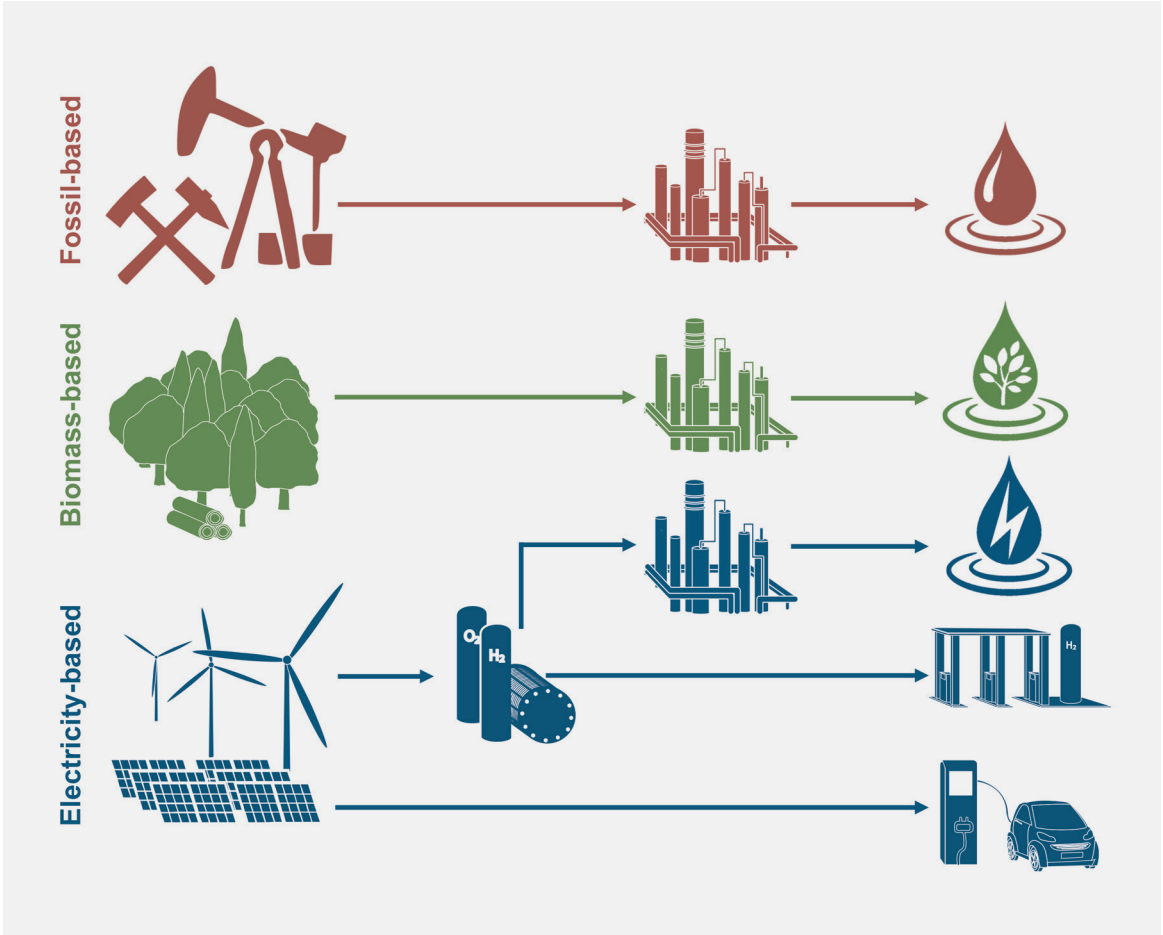


Strategieentwicklung zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor mit dem Fokus Kraftstoffe

Maximilian Decker

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 613
ISBN 978-3-95806-714-1

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 613

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK)
Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-14)

Strategieentwicklung zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor mit dem Fokus Kraftstoffe

Maximilian Decker

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 613

ISSN 1866-1793 ISBN 978-3-95806-714-1

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über http://dnb.d-nb.de abrufbar.

Herausgeber und Vertrieb:	Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag 52425 Jülich Tel.: +49 2461 61-5368 Fax: +49 2461 61-6103 zb-publikation@fz-juelich.de www.fz-juelich.de/zb
Umschlaggestaltung:	Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH
Druck:	Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH
Copyright:	Forschungszentrum Jülich 2023

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 613

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2022)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-714-1

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.

This is an Open Access publication distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0,
which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Kurzzusammenfassung

Gegenstand dieser Arbeit ist eine Untersuchung der Rolle von Kraftstoffen im Kontext der Energiewende. Dabei wurde ein besonderes Licht auf das Power-to-Fuel Konzept zur Herstellung strombasierter synthetischer Kraftstoffe gerichtet. Den Rahmen der Untersuchung bildet der Verkehrssektor in seiner Gesamtheit, um unter verschiedenen Szenarienentwicklungen Wege zur Reduktion von Treibhausgasen aufzuzeigen. Das Ergebnis dieser Arbeit ist eine auf verschiedenen quantitativen Analysen basierende Strategie für den Einsatz von synthetischen Kraftstoffen zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor.

Als Grundlage der Analysen wurde die Rahmenentwicklung des Verkehrssektors anhand von Marktentwicklungsprognosen des Fahrzeugbestandes beschrieben. Aus den Ergebnissen wurden zwei Szenarien zur Beschreibung der Fahrleistung und des Kraftstoffbedarfs aufgestellt, welche neben Literaturszenarien als Referenzentwicklung des Verkehrs herangezogen wurden. Zusammen mit den definierten Zielen für die Reduktion von Treibhausgasen dienen die Szenarien als Rahmenbedingungen für die anschließend angewandten Optimierungsmodelle zur Abschätzung der Marktpotenziale von synthetischen Kraftstoffen. In einem weiteren Optimierungsmodell wurden konkrete Ansätze zur Berechnung von Herstellungskosten synthetischer Kraftstoffe in Produktionsanlagen implementiert. So wurde eine Produktionsinfrastruktur zur Bereitstellung der notwendigen Kraftstoffmengen mit konkreten Anlagenstandorten ausgelegt und in mehreren Fallstudien analysiert. Darüber hinaus wurde ein Konzept für ein Produktionssystem von synthetischen Kraftstoffen in Inselbetrieb ausgelegt. Durch einen netzunabhängigen Betrieb mit integrierter Stromerzeugung kann eine ökonomische Umsetzung auf kurze Sicht hergestellt werden. Die Auswertungen aller Untersuchungen wurden abschließend mit Hilfe der S-Kurvenmethode zusammengeführt, um die Eckpunkte einer Kraftstoffstrategie zur Umsetzung der Klimaschutzziele abzuleiten.

Je nach Szenario schwankt der berechnete Bedarf synthetischer Kraftstoffe bis zum Jahr 2050 zwischen 55 und 980 PJ. Dabei bilden die untere und obere Grenze die Szenarien mit extrem geringen bzw. hohen angenommenen Ausbreitungsraten elektrischer Fahrzeuge. Im Referenzfall wurden Bedarfe synthetischer Kraftstoffe von rund 220 PJ berechnet. Dabei ist zu beachten, dass der Bedarf im Jahr 2030 auf einem ähnlichen Niveau liegt. Durch einen Vergleich mit historischen Daten der chemischen Grundstoffindustrie in Deutschland wurden mögliche Entwicklungen der Produktionskapazität synthetischer Kraftstoffe abgeschätzt und mit dem berechneten Bedarf verglichen. Während die historischen Daten darauf hinweisen, dass die benötigten Produktionskapazitäten für 2050 erreicht werden können, entsteht eine Produktionslücke für die Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe in 2030. Dies legt eine Strategie für den Import aus Vorzugsregionen nahe. Eine inländische Umsetzung von Produktionskapazitäten synthetischer Kraftstoffe kann jedoch in einer Phase des Markthochlaufs attraktiv sein.

Abstract

The subject of this thesis is the investigation of the role of fuels in context of the transition to renewable energy systems. Hereby, a special focus is set on the Power-to-Fuel concept for the production of electricity based synthetic fuels. The frame of the investigations is set by the transport sector in its entirety, for which pathways for the reduction of climate gases are elaborated under different development scenarios. This thesis yields a strategy for the deployment of synthetic fuels for the transition to a transport sector in compliance with climate protection goals, based on quantitative analyses.

Foundation for all system analyses is the general development of the transport sector by means of vehicle market developments. Two scenarios were elaborated to describe the development of vehicle mileage and energy demand until 2050. These were used next to three literature scenarios to describe the general development of the transport sector and, in combination with the CO_2 reduction goals, set the framework for the applied system optimization programs to determine fuel demands. In a subsequently developed optimization model, approaches for calculating the economic performance of fuel synthesis plants were additionally implemented. In this manner, a production infrastructure for supplying the synthetic fuel demand including concrete locations for the production plants was calculated and evaluated by means of different case studies. Furthermore, a production concept for producing synthetic fuels in an off-grid system was developed to show the economic viability of the implementation in a short- to mid-term scenario. All investigations and results are ultimately merged using the s-curve method yielding the outline of a fuel strategy for a transition to a sustainable transport sector.

Depending on the used scenario, the demand for synthetic fuels is calculated to be between 55 and 980 PJ for the year 2050. The lower and upper boundaries of these results are respectively given by scenarios with strongly optimistic and pessimistic market penetration rates of electric vehicles. In the reference scenario a synthetic fuel demand of 220 PJ has been calculated for 2050, and it should be considered, that the demand for 2030 is within a very similar range. Based on a comparison with historic development data of the base chemical industry in Germany, possible developments of the production capacity of synthesis plants were derived and compared with the previously calculated fuel demands. This analysis leads to the conclusion, that the market driven development can meet production demand for the year 2050. However, the necessary production capacity to supply synthetic fuel demand in 2030 is not reached. This suggests constructing a plan for import of fuel deficiencies from advantageous production regions. The implementation of production capacities in Germany can however be attractive in the phase of market launch.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung ..... **iii**

Abstract ..... **v**

Inhaltsverzeichnis ..... **vii**

1 Einleitung **1**

1.1 Motivation 1

1.2 Zielsetzung 2

1.3 Gliederung 3

2 Literatur **7**

2.1 Studienübersicht 7

2.1 Zukünftige Entwicklungen im Transport- und Kraftstoffsektor 7

2.1.1 Verkehrsleistung 9

2.1.2 Elektromobilität als Fundament eines defossilisierten Verkehrssektors 11

2.1.3 Kraftstoffbedarf von Fahrzeugen 16

2.1.4 Zwischenfazit 16

2.2 Grundlagen des Power-to-Fuel-Konzeptes 17

2.2.1 Herstellungspfade von Elektrokraftstoffen 17

2.2.2 CO_2 Abtrennung und Nutzung 25

2.2.3 Einbindungsmöglichkeiten der Power-to-Fuel Produktion in das bestehende Energiesystem 30

2.2.4 Herstellungskosten von Elektrokraftstoffen 33

2.2.5 Marktentwicklung synthetischer Kraftstoffe 35

2.3 Biokraftstoffe 37

2.3.1 Biokraftstoffe erster Generation 37

2.3.2 Biokraftstoffe zweiter Generation 39

2.3.3 Potenziale 45

2.4 Stand und Entwicklungsperspektiven von fossilen Kraftstoffen 49

2.5 Politische Rahmenbedingungen 50

2.6 Die S-Kurven-Methode 52

2.7 Zwischenfazit 55

3 Methoden **57**

3.1 Anwendung der S-Kurven-Methode 57

3.2 Bottom-up Szenarienentwicklung für den nationalen Nutzfahrzeugverkehr 57

3.2.1 Umrechnung der Kennzahlen 58

3.2.2 Ausführung der Zukunftsprognosen 58

3.2.3 Elektrifizierungsraten im Marktdiffusionsmodell 59

3.3 Auslegung eines transient betriebenen Power-to-Fuel Systems in Matlab 59

3.3.1 Modellaufbau ... 60
3.3.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung ... 66
3.4 Systemmodellierung mit Python ... 70
3.4.1 Modell 1: Optimierung von Kraftstoffversorgungspfaden ... 72
3.4.2 Modell 2: Monte-Carlo ... 74
3.4.3 Modell 3: Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Kraftstoffversorgungssystems ... 74
3.5 Veredelung von Fischer-Tropsch-Syntheseprodukten zu Verkehrskraftstoffen ... 77
3.5.1 Charakterisierung des FT-Produktstroms ... 78
3.5.2 Vorstellung des Veredlungskonzepts ... 80
4 Szenarienentwicklung zur Beschreibung des Verkehrs bis 2050 ... 83
4.1 Validierung der Methode zur Kennzahlenumrechnung ... 83
4.2 Entwicklungsprognose des Nutzfahrzeugbestandes ... 87
4.3 Berechnung der Marktdiffusion elektrifizierter Nutzfahrzeuge ... 91
4.3.1 Grundannahmen des Marktdiffusionsmodells ... 91
4.3.2 Ergebnisse des Marktdiffusionsmodells ... 93
4.4 Entwicklung des Pkw-Verkehrs ... 94
4.5 Erweiterung des Szenarios für weitere Verkehrsträger ... 95
4.5.1 Luftfahrt ... 95
4.5.2 Sonstige Nutzfahrzeuge ... 95
4.5.3 Schienenfahrzeuge und Schiffe ... 96
4.6 Auswertung und Diskussion der Szenarienentwicklung ... 96
4.6.1 Marktentwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen in den Szenarien ... 96
4.6.2 Literaturvergleich ... 98
4.7 Zwischenfazit ... 99
5 Abschätzung des zukünftigen Kraftstoffbedarfs im Verkehrssektor ... 101
5.1 Modellvalidierung ... 101
5.2 Auswertung und Diskussion des Kraftstoffbedarfs unter verschiedenen Entwicklungsszenarien ... 102
5.3 Sensitivitätsanalyse anhand der Monte-Carlo Methode ... 105
5.4 Zwischenfazit ... 107
6 Innovative Integrationskonzepte von Power-to-Fuel-Systemen ... 109
6.1 Inselsystem zur Produktion von Kraftstoffen mit CO_2 Punktquellen ... 109
6.1.1 Standortauswahl ... 109
6.1.2 Modellierungsergebnisse ... 111
6.1.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung ... 112
6.1.4 Sensitivitätsanalysen ... 118
6.1.5 Zwischenfazit ... 119
6.2 Veredelung von Syntheseprodukten zu Verkehrskraftstoffen ... 120
6.2.1 Modellierungsergebnisse und Diskussion ... 120
6.2.2 Energetische Auswertung ... 124
6.2.3 Zwischenfazit ... 126

7 Techno-ökonomische Analyse einer Produktionsinfrastruktur für Elektrokraftstoffe 127

7.1 Potenzialanalyse von nutzbaren CO_2-Quellen 127

7.2 Ergebnisauswertung der Modellierung 128

7.2.1 Variation der Wasserstoffkosten 129

7.2.2 Alternative Kraftstoffe 132

7.3 Zwischenfazit / Schlussfolgerungen dieses Kapitels 136

8 Anwendung der S-Kurven-Methode zur Ergebniszusammenführung 139

8.1 Ableitung von Marktdurchdringungsgeschwindigkeiten anhand historischer Daten 139

8.2 Anwendung der S-Kurven-Methode auf die Entwicklung der PtF-Technologie 141

8.2.1 Aufbau von PtF-Produktionskapazität 141

8.2.2 Wasserstoffbedarf 143

8.3 Anwendung des Phasenprinzips der Sektorenkopplung 145

8.3.1 Ableitung von Eckpunkten einer Transformationsphase 145

9 Schlussfolgerungen 149

10 Zusammenfassung 153

Literaturverzeichnis 155

Abkürzungsverzeichnis 171

Symbolverzeichnis 173

Abbildungsverzeichnis 175

Tabellenverzeichnis 181

A. Anhang 183

A.1 Ergänzende Informationen zu Kapitel 3 183

A.2 Ergänzende Informationen zu Kapitel 4 191

A.3 Ergänzende Informationen zu Kapitel 5 199

A.4 Ergänzende Informationen zu Kapitel 6 209

A.5 Ergänzende Informationen zu Kapitel 7 222

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende, für die Begrenzung des menschengemachten Klimawandels [1], müssen globale Strukturen zur Energieversorgung und industriellen Produktion von Grund auf umgestaltet werden. Als Bekräftigung für die globale Ambition dieses Vorhabens steht das Pariser Klimaabkommen von 2015 mit dem Ziel die durchschnittliche globale Erwärmung auf höchstens 2 K, besser 1,5 K, gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen [2]. Die nationale Bilanz vier Jahre nach Unterzeichnung dieses Vertrags ist, mit Hinblick auf die voraussichtliche Verfehlung der selbstgesteckten Ziele bis 2020, ernüchternd. Der starke Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung wird zum größten Teil durch den stetigen Anstieg des Energiebedarfs im Zuge des wirtschaftlichen Aufschwungs kompensiert. Dies gilt im besonderen Maße für den Verkehrssektor, dessen Treibhausgasemissionen, trotz starker Effizienzsteigerungen der Verbrennungsmotoren, auf dem Niveau von 1990 verharren.

1.1 Motivation

Obwohl die Nutzung flüssiger fossiler Energieträger im Transportsektor heute noch mit über 95 % eine dominierende Rolle einnimmt, zeichnet sich langsam eine Entwicklung ab, die weg von diesen Energieträgern und hin zu klimafreundlichen Alternativen führt. Anzeichen dafür sind die steigenden globalen Verkaufszahlen von Elektrofahrzeugen, verbunden mit politischen Initiativen zu ihrer weiteren Förderung, und die globalen und nationalen Ziele für die Reduktion von Treibhausengasen, die nicht mit einer Nutzung von fossilen Kraftstoffen, wie bisher, zu vereinbaren sind.

In dem Betrachtungszeitraum von heute bis 2050 zeichnen sich einige sehr geeignete Anwendungen für die Elektrifizierung von Verkehrsträgern, durch Batterie- oder Brennstoffzellensysteme, als wichtiges Fundament der sogenannten Verkehrswende ab. Jedoch stehen der einerseits höheren Energieeffizienz und dem Potenzial zur Einbindung erneuerbaren Stroms in den Transportsektor, auf der anderen Seite veränderte Eigenschaften in Reichweite, Betankungszeit und Haltungskostenstruktur gegenüber. Vereinfacht lässt sich sagen: Je höher die Anforderungen an hoher Reichweite und hoher Beladungskapazität – sprich, je größer der Bedarf eines energiedichten Antriebssystems –, desto schwieriger ist die Umsetzung elektrifizierter Transportmoden. Dies trifft besonders auf den Flugverkehr und auf Teile des schweren Straßengüterverkehrs und des Schiffverkehrs zu.

Bei den ambitionierten Klimaschutzzielen, einhergehend mit dem globalen Trend zu mehr Individualmobilität und Gütertransport, erreichen die bisher prognostizierten Verkaufsraten von Elektrofahrzeugen keine ausreichende Wirkung in der Reduktion von Klimagasen. Eine weitere vielversprechende Möglichkeit zur Treibhausgasreduktion bietet die Einbindung klimafreundlicher Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren in die Energieversorgung des Verkehrs. Biokraftstoffe erster Generation, wie Bioethanol und Biodiesel, haben bereits einen kommerziellen Status erreicht. Allerdings ist durch die Nutzungskonkurrenz der Energiepflanzen als Lebensmittel nur ein beschränktes Potenzial solcher Kraftstoffe verfügbar. Bei Biokraftstoffen zweiter Generation kann die komplette Pflanze inklusive der lignozellulosehaltigen Bestandteile durch fortschrittliche Prozesse genutzt werden. Aber auch hier werden durch die Landnutzung natürliche Potenzialgrenzen gesetzt.

Das Power-to-Fuel Konzept beschreibt die synthetische Herstellung von Kraftstoffen – genannt Elektrokraftstoffe, synthetische Kraftstoffe oder E-fuels – auf der Basis von erneuerbarem Strom und CO_2. Die technischen Potenziale dieses Konzeptes werden demnach durch die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms zur Wasserstoffherstellung und durch die Verfügbarkeit von CO_2 definiert. Für eine Reduktion von CO_2 in der Gesamtkette ist es unverzichtbar, dass das CO_2 zur Kraftstoffsynthese aus nicht-fossilen Quellen kommt. Dies trifft beispielsweise auf prozessbedingte Industrieemissionen, wie sie in der Zementherstellung auftreten, biogene Quellen oder sogar auf die Abscheidung aus der Luft zu. Wie auch bei konventionellen Biokraftstoffen, können Elektrokraftstoffe je nach chemischer Struktur als Beimischprodukte zu fossilen Kraftstoffen (drop-in Kraftstoff) oder als eigenständiger Kraftstoff (Base fuel) eingesetzt werden. Synthetische Kraftstoffe können also, als Maßnahme von der Energieversorgungsseite, mit der vorhandenen Infrastruktur und den vorhandenen Fahrzeugen gespeichert, befördert und genutzt werden. Da die Kraftstoffe auf Basis erneuerbaren Stroms hergestellt werden, ist Power-to-Fuel also sowohl ein Konzept zur Sektorkopplung als auch ein Konzept zur Zwischenspeicherung von Strom.

1.2 Zielsetzung

In diesem Abschnitt werden der Bearbeitungsrahmen und die Zielsetzung der Arbeit näher erläutert. Dabei soll zunächst auf die allgemeine Definition einer Strategie eingegangen werden und anschließend wird die Übertragung auf die konkrete Arbeit vorgenommen.

Was ist eine Strategie?

Strategie ist ein oft verwendeter Begriff, der in der Fachliteratur jedoch keine einheitliche Definition findet. Im Duden wird der Begriff heute auf folgende Weise beschrieben:

> „genauer Plan des eigenen Vorgehens, der dazu dient, ein militärisches, politisches, psychologisches, wirtschaftliches o. ä. Ziel zu erreichen, und in dem man diejenigen Faktoren, die in die eigene Aktion hineinspielen könnten, von vornherein einzukalkulieren versucht“ [3]

Der Strategiebegriff (algriech. stratēgía „Feldherrentum, Feldherrenkunst“) hat seinen Ursprung im Bereich des Militärwesens, wo unter ihm die Entscheidungsfindung zwischen aktivem und passivem Handeln verstanden wird [4]. Schon 500 v. Chr. wird der chinesische General Sun Tsu Wu mit dem Satz zitiert:

> „Alle sehen die Taktik meiner Eroberungen, aber niemand erkennt die Strategie, aus der der Sieg erwächst.“ [5, S. 23]

Dieser Satz fängt die Essenz der Strategie, die auch in moderner Literatur zum Thema Unternehmensstrategie aufgeführt wird. Hier wird betont, dass streng zwischen den operativen- und den strategischen Aufgaben zu unterscheiden ist. Vielmehr lassen sich operative Entscheidungen von strategischer Wegweisung ableiten [6]:

> „Die Strategie eines Unternehmens besteht aus Festlegungen, die den alltäglichen operativen Entscheidungen einer Organisation einen Orientierungsrahmen geben“. [7, S. 3]

Eine weitere Näherung an den Begriff stammt von Fredmund Malik, der sich als Professor der Universität St. Gallen langjährig mit dem Thema Unternehmensführung auseinandersetzt:

> „Strategie ist richtiges Handeln, wenn wir nicht wissen, wie die Zukunft sein wird, und dennoch handeln müssen“. [8, S. 19]

Aus den oberen Ausführungen ist zu schließen, dass eine Strategie einen Handlungsrahmen für eine unbekannte Zukunft beschreibt, um bestimmte Ziele umzusetzen. Dabei enthält die Strategie keine expliziten Maßnahmen, sondern diese leiten sich vielmehr aus der Strategie ab. Als Grundlage einer guten Strategie sollten daher möglichst die Zusammenhänge von unterschiedlichen zukünftigen Entwicklungen und eventuell daraus entstehende Konsequenzen beachtet werden.

Kraftstoffstrategie

In dieser Arbeit soll ein Strategierahmen für die Defossilisierung des Verkehrssektors mit dem Fokus auf der Rolle der Kraftstoffe erarbeitet werden. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Rolle der Elektrokraftstoffe. Hierzu werden die Möglichkeiten zukünftiger Entwicklung untersucht, um die daraus entstehenden Konsequenzen abzuschätzen. Der Strategierahmen bewegt sich in den Eckpunkten, der in den folgenden Kapiteln gewonnen Erkenntnisse. Zentrale Fragen in der Bearbeitung dieser Arbeit sind:

- Wie entwickelt sich der gesamte Verkehrssektor in Bezug auf die Verkehrsnachfrage und Verkehrsträger?
- Welche Konsequenzen können aus verschiedenen Rahmenentwicklungen für den Kraftstoffsektor gezogen werden? (Szenarienanalyse)
- Wie entwickelt sich der Bedarf an Kraftstoffen unter Berücksichtigung dieser Rahmenentwicklungen?
- Welche Implementierungsansätze für Power-to-Fuel-Anlagen passen in eine frühe Phase der Marktentwicklung? Welche Kosten entstehen?
- Wie gestaltet sich eine konkrete Produktionsinfrastruktur für die Versorgung des nationalen Verkehrssektors mit Elektrokraftstoffen? Welche Kosten entstehen?
- Wie kann die Transformation hin zu dieser Versorgungsinfrastruktur an Elektrokraftstoffen unter marktwirtschaftlichen Aspekten aussehen?

Die allgemeine Zielsetzung dieser Arbeit wird durch die Anwendung von Methoden zur Strategieentwicklung definiert. Dieser Rahmen wird mit technisch fundierten Analysen zu den oben aufgelisteten Fragen gefüllt, auf dessen Basis Eckpunkte für eine Strategie ausgearbeitet werden. Wie den oberen Ausführungen zu entnehmen ist, sind als Grundlage für die Strategieentwicklung weniger konkrete quantitative Prognosen, sondern eher das Verständnis von Wechselwirkungen und qualitativer Tendenzen wichtig. Die erarbeitete und angewandte Gesamtmethodik zur Verknüpfung der einzelnen inhaltlichen Themenblöcke gehört ebenso zu den Ergebnissen dieser Arbeit.

1.3 Gliederung

Zur Übersicht soll im Folgenden der Aufbau der Arbeit kurz dargestellt werden. Zusätzlich werden die inhaltlichen Zusammenhänge der Ausarbeitungskapitel in Abbildung 1.1 visuell dargestellt. Als grobe Orientierung werden in Kapitel 2 und 3 die Grundlagen der Arbeit aufgestellt, Kapitel 4 bis 7 umfassen Ausarbeitungen verschiedener Themengebiete, in Kapitel 8 werden die Ergebnisse der vorigen Kapitel

zusammengeführt und in Kapiteln 8 und 9 werden Schlussfolgerungen sowie eine Zusammenfassung der Arbeit gegeben.

In Kapitel 2 werden die Grundlagen dieser Arbeit aus der Literatur vorgestellt. Die Themen umfassen diverse Aspekte, die für die Bearbeitung und Diskussion der Arbeit von Relevanz sind, wie z.B. die Entwicklung des Verkehrssektors, verfahrenstechnische Grundlagen oder Wirtschaftlichkeitsbewertungen verschiedener Kraftstoffe aus der bestehenden Literatur. Kapitel 3 beschreibt die methodischen Grundlagen für die Ausarbeitungen. Ferner werden die in dieser Arbeit erstellten und verwendeten Modelle vorgestellt und beschrieben.

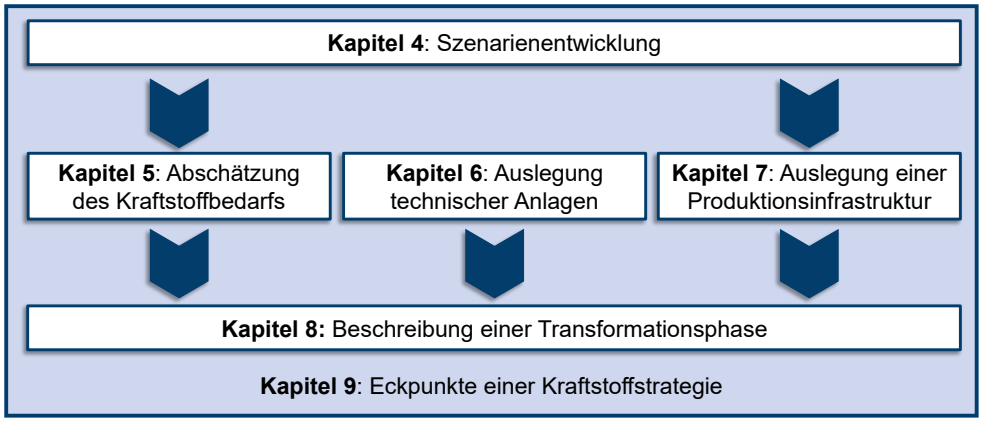


Abbildung 1.1: Gliederung der Arbeit und inhaltliche Zusammenhänge

Die Durchführungen, Auswertungen und Diskussionen der Berechnungen und Untersuchungen beginnen in Kapitel 4. Zunächst wird die Entwicklung des Bestandes und der Fahrleistung im Straßenverkehr anhand einer Marktentwicklungsanalyse quantitativ abgeschätzt. In Verbindung mit Abschätzungen der Marktdiffusion von Elektrofahrzeugen im Pkw- sowie im Nutzfahrzeugmarkt münden die Ergebnisse in zwei ausgearbeiteten Szenarien zur Beschreibung der Rahmenentwicklung im Verkehrssektor. Diese Szenarien dienen als Grundlage sowohl für die anschließend in Kapitel 5 durchgeführten Modellierungen, sowie für die Ausarbeitungen in Kapitel 7 und 8. In Kapitel 5 wird weiterhin eine Modellierung durchgeführt, die die Energieversorgung des Verkehrssektors über eine Systemoptimierung berechnet.

Kapitel 6 beinhaltet die Untersuchung und Auslegung technischer Aspekte zur Umsetzung von Kraftstoffsyntheseanlagen. Es wird die verfahrenstechnische Auslegung einer Veredelungsanlage von Fischer-Tropsch Syntheseprodukten in normgerechte Verkehrskraftstoffe vorgestellt. In der zweiten Hälfte des Kapitels wird ein System zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen mit integrierter Stromerzeugung ausgelegt. Im Anschluss wird der Anlagenbetrieb simuliert und darauf aufbauend die Produktion der synthetischen Kraftstoffe ökonomisch bewertet.

In Kapitel 7 wird anhand eines Optimierungsmodells eine Produktionsinfrastruktur zur Versorgung des Bedarfs an synthetischen Kraftstoffen im Verkehrssektor ausgelegt. Es werden einige Fallstudien aufgestellt und die Einflüsse verschiedener Eingangsparameter auf die Ergebnisse analysiert. Außerdem wird eine umfangreiche ökonomische Analyse der Ergebnisse vorgestellt.

Die Zusammenführung der Ergebnisse aus den Kapiteln 4 bis 7 erfolgt in Kapitel 8. Es werden Methoden der Marktentwicklungsprognosen sowie historische Daten der chemischen Grundstoffindustrie herangezogen, um mögliche Transformationspfade hin zu einem klimagasarmen Verkehrssektor aufzuzeigen.

In Kapitel 9 folgt eine Reihe von Schlussfolgerungen der Arbeit, die die Eckpunkte einer Kraftstoffstrategie zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor darstellen. Hierfür werden die Erkenntnisse aus allen vorigen Kapiteln herangezogen. Eine Zusammenfassung der Arbeit wird in Kapitel 10 gegeben.

2 Literatur

In dem vorliegenden Kapitel wird der aktuelle Stand der Literatur für verschiedene Aspekte der Themen Entwicklung des Verkehrssektors und zukünftige Kraftstoffe vorgestellt. Dies bezieht auf der einen Seite Literatur, insbesondere Studien, zur Defossilisierung des Verkehrssektors, und auf der anderen Seite die technischen Grundlagen für die Analysen dieser Arbeit mit ein.

2.1 Studienübersicht

Im Zuge der in jüngster Zeit gestiegenen politischen Ambitionen zur Defossilisierung des Verkehrssektors ist eine Reihe von Studien hervorgegangen, die sich mit der Umsetzung dieses Ziels beschäftigen. Diese Studien zeigen unterschiedliche Ansätze, sowohl im Methodischen, als auch durch unterschiedliche fachliche Schwerpunkte. In diesem Unterkapitel wird eine Übersicht der Literatur erstellt, die sich auf die zukünftige Entwicklung des Verkehrs- und Kraftstoffsektors bezieht.

Fachlich gesehen sind die Themenschwerpunkte dieser Studien teils im Bereich Elektromobilität beziehungsweise im Bereich Kraftstoffe, oder sie sind sektorumfassend ausgelegt. In einigen vorgestellten Studien wird die Ausbreitung einer oder mehrerer Technologien in einem System und dessen Auswirkung in der Zukunft prognostiziert, diese werden als Systemorientiert zusammengefasst. Andere betrachten die Entwicklungsperspektiven einer bestimmten Technologie, diese werden als Technologieorientiert zusammengefasst. Tabelle 2.1 gibt eine Übersicht der relevanten Studien mit einer Einordnung der methodischen und fachlichen Schwerpunkte.

Zur Auswertung der Studien werden im Folgenden verschiedene relevante Aspekte herausgezogen, anhand dessen Teilergebnisse der Studien gegenübergestellt werden. Diese Gegenüberstellungen befinden sich in den Unterkapiteln zu Verkehrsleistung (2.1.1), Elektrifizierung der Verkehrsträger (2.1.2), Integration von PtF-Produktionsanlagen (2.2.3), Herstellungskosten von Elektrokraftstoffen (2.2.4), Marktpotenzialen (2.2.5), Biokraftstoffpotenzialen (2.3.3) und politischen Rahmenbedingungen (2.5).

2.1 Zukünftige Entwicklungen im Transport- und Kraftstoffsektor

Zur Abschätzung der benötigten Energiemengen in Form eines Kraftstoffs und den damit verbundenen Produktionskapazitäten, ist es nötig Zukunftsprognosen für die Rahmenentwicklung im Verkehrssektor zu formulieren. Ein Satz von in sich schlüssigen Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Transport- und Kraftstoffsektors bezeichnet man als ein „Szenario“. Informationen, die in einem solchen Szenario enthalten sind, umfassen Daten von individuellen Verkehrsteilnehmern, wie durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch, -Fahrleistung oder -Fahrzeugbeladung, sowie sektorumfassende Daten wie die gesamte Verkehrsleistung (in Personen- bzw. Tonnenkilometer), Fahrzeugbestand oder Neuzulassungen nach Antriebsart. Der Zusammenhang dieser unterschiedlichen Annahmen und deren Erstellungsansätze werden in Abbildung 2.1 schematisch dargestellt.

Abbildung 2.1: Verhältnis der Szenarienkennzahlen

Tabelle 2.1: Übersicht der wichtigsten verwendeten Studien

		Fachlicher Schwerpunkt		
		Kraftstoffe	**Verkehrssektor**	**Elektromobilität**
Spektrum / Ziel	**Systemorientiert / Kostenbasiert**	• Cambridge – Fueling Europe [9] • ICCT – CO2 based SF [10] • Dena – E-Fuels [11] • WEC – PtX Roadmap [12] • Agora – SynCost [13] • IWES – Potenzial PtL Importe [14] • Öko – PtX [15] • Pietzker – Energy economic models [16] • Schnülle – PtF Sozioök [17]	• FVV – RiT [18] • MKS – EEiV [19] • IFEU – TREMOD [20] • IFEU – Klimaschutzbeitrag des Verkehrs 2050 [21] • EWI – Energieszenarien [22] • UBA – Energieversorgung des Verkehrs [23]	• Renewbility [24] • Öko – Emobil [25]
	Technologieorientiert	• MKS – CNG/LNG Lkw [26] • Agora – Stromspeicher für die Energiewende [27] • DLR – Alternative Kraftstoffe [28] • BMVI - Nationaler Strategierahmen Infrastruktur alt. Kraftstoffe [29] • DLR – Drop-in KS Luft [30] • FVV – Kraftstoffstudie ‘13 [31] • Prognos – Flüssige Energieträger [32] • UBA – Integration von PtG/PtL [33] • Wuppertal – PtL [34]	• Shell – Lkw [35] • Shell – Pkw [36]	• MKS – Brennstoffzellen- Lkw [37] • MKS – HOL Lkw [38] • Shell – Wasserstoff [39] • NOW – Antriebssysteme [40] • EMobilBW – Nullemissions-nutzfahrzeuge[41]

Grundsätzlich gibt es zwei Ansätze zur Erstellung eines solchen Szenarien: top-down und bottom-up. Im top-down Ansatz wird die Entwicklung einer Größe zur Beschreibung des Gesamttransportes angenommen. Zumeist handelt es sich, um die Transportleistung in Form von den Personenkilometern für den Personenverkehr und Tonnenkilometern für den Güterverkehr. Von dieser Entwicklung ausgehend wird auf die restlichen Werte in Abbildung 2.1 geschlossen. Da die Transportleistung eines Landes auch mit Entwicklungen in anderen Sektoren zusammenhängen, wird oft auf sektorübergreifende Größen, wie Bruttoinlandsprodukt (BIP), demografischer Wandel oder der Entwicklung der Industrie, zur Annahmenauswahl zurückgegriffen [42].

Das bottom-up Verfahren bezeichnet in dieser Arbeit die Szenarienerstellung ausgehend von Annahmen zur Entwicklung des Fahrzeugbestandes. Die restlichen Werte werden dann ähnlich wie im top-down Ansatz über Durchschnittsfaktoren berechnet. Der Vorteil dieses Ansatzes ist, dass aktuelle Trendentwicklungen spezifischer Fahrzeugklassen besser berücksichtigt werden können.

2.1.1 Verkehrsleistung

Die Verkehrsleistung stellt eine wichtige Kenngröße im Zusammenhang mit der Szenarienentwicklung dar, die den Bedarf an Personenmobilität und Gütertransport quantifiziert. Die Verkehrsleistung wird gesondert für den Personen- und Güterverkehr, in Personen- bzw. Tonnenkilometern (pkm, tkm), angegeben. Dabei bezieht sich die Verkehrsleistung jeweils auf ein klar definiertes Teilsystem des Verkehrssektors. In der vorliegenden Arbeit ist dies der Inlandsverkehr in Deutschland.

Viele der Studien orientieren sich an der vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur beauftragte Leitstudie „Verkehrsverflechtungsprognose 2030“ [43]. Die Studie erstellte „für den geplanten Bundesverkehrswegeplan (BVWP) 2015 […] eine aktuelle und belastbare langfristige Prognose des Personen- und des Güterverkehrs“. Die Prognose erfüllt die Zwecke

- „einen allgemeinen Orientierungsrahmen für die langfristige Verkehrspolitik in Deutschland zu geben,
- die Ausgangsbasis für die volkswirtschaftliche und raumordnerische Bewertung von Einzelprojekten im Rahmen des BVWP zu erstellen sowie
- die Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der CO_2-Emissionen im Verkehrssektor darzustellen.“

Abbildung 2.2 zeigt jeweils eine Zusammenfassung von 13 Studien für die Entwicklung der Straßenverkehrsleistung für den Personenverkehr und den Güterverkehr.

Im Straßengüterverkehr ist ein klarer Trend für ein konstantes Wachstum in der Verkehrsleistung zu erkennen. Das Spektrum der wachsenden Prognosen reicht von einer Gesamtverkehrsleistung von 580 tkm bis hin zu 855 tkm im Jahre 2050. Hierbei ist zu beachten, dass die letztere Entwicklung auf einer Extrapolation der Verkehrsverflechtungsprognose 2030 beruht und in der Literaturquelle als eher unrealistische Obergrenze beschrieben wird [18]. Zusätzlich gibt es zwei Szenarien, die einen Abfall der Güterverkehrsleistung auf ca. 300 tkm im Jahr 2050 prognostizieren. Beide beruhen auf dem Szenario „regional“ der eMobil Studie des Öko-Instituts. Dieses Szenario geht von einer starken Änderung des Nutzungsverhaltens von Mobilitätsmitteln zu Gunsten des Klimaschutzes aus. Die übrigen Szenarien sammeln sich in einem Fenster zwischen ca. 580 und 750 tkm.

Für den Personenverkehr in Pkws (Abbildung 2.2) ist im Gesamten ein geringeres maximales Wachstum prognostiziert. Es ist zu beachten, dass sich die Werte der Studie „MKS – EE im Verkehr“ auf den gesamten straßengebundenen Individualverkehr beziehen, sprich auch die Busmobilität umfassen, und daher über den restlichen Werten liegen. Auch im Personenverkehr zeigen einige Szenarien eine Reduktion der Verkehrsleistung zu Gunsten eines klimafreundlicheren Mobilitätsanspruchs [25]. Für das Jahr 2050 enthalten die verbleibenden Szenarien Werte zwischen 800 und 1000 pkm.

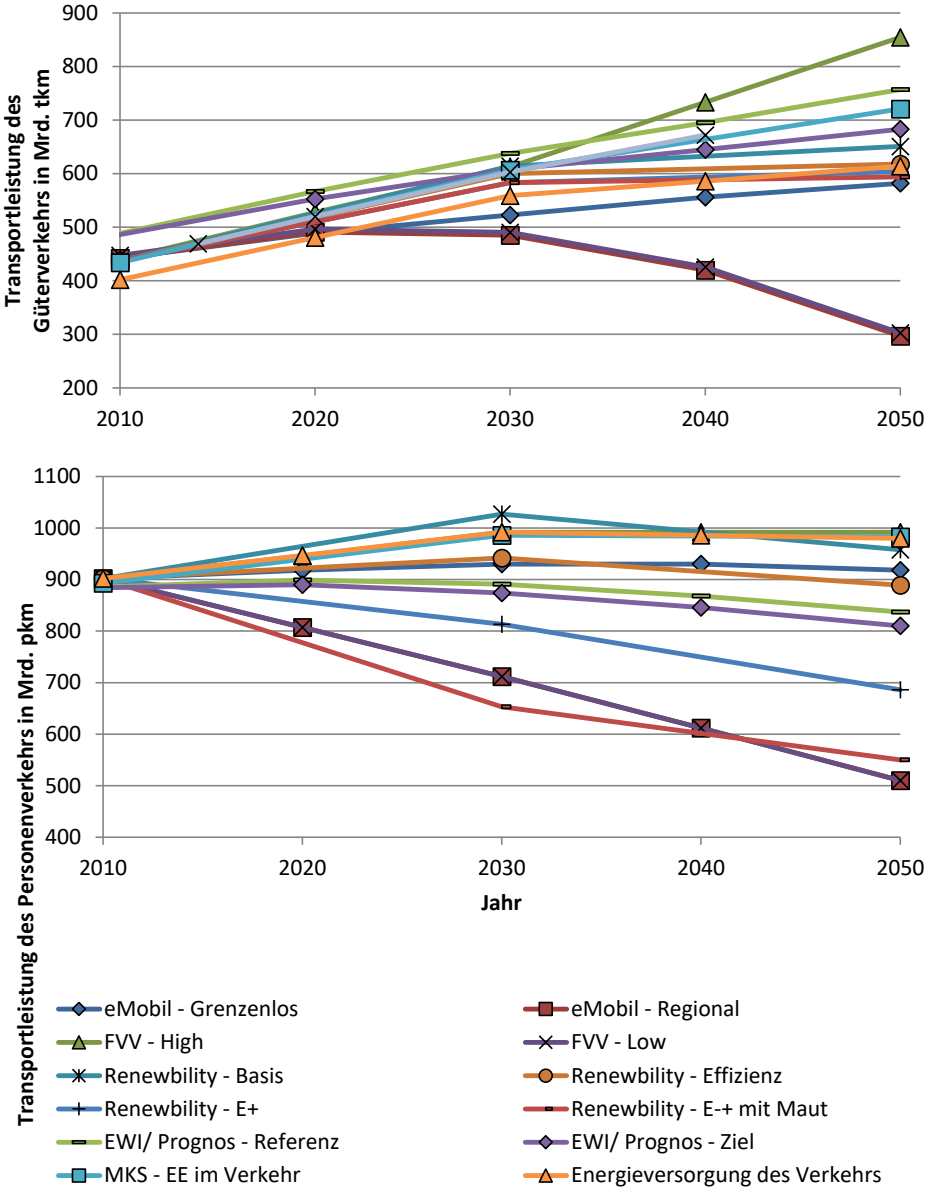


Abbildung 2.2: **Studienvergleich bezüglich der Verkehrsleistungsentwicklung Straßengüterverkehr (oben) und Straßenpersonenverkehr (unten) bis 2050**

2.1.2 Elektromobilität als Fundament eines defossilisierten Verkehrssektors

Die Defossilisierung des Verkehrssektors wird durch den stetigen Austausch von Verbrennungskraftmaschinen durch elektromobile Optionen vorangetrieben. Elektromobilität bedeutet, dass ein Elektromotor für den Antrieb des Fahrzeugs sorgt. Der Strom zum Betrieb von

Elektromotoren wird mobil in der Regel entweder durch eine Batterie[1] oder eine Brennstoffzelle[2] bereitgestellt. Seit einigen Jahren wird von dem Durchbruch der Elektromobilität auf dem Fahrzeugmarkt berichtet [44]. Insbesondere auf dem asiatischen Markt, in Kalifornien und Norwegen, steigen die Verkaufszahlen von Batteriefahrzeugen im hohen Maße [45]. Trotz stark steigender Raten werden die Neuzulassungen in Deutschland bisher noch zu ca. 95 % von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor dominiert (Stand 2018) [46].

Aktuell herrscht auch eine hohe Dynamik im Markt für Brennstoffzellenfahrzeuge. Kommerzielle Pkws mit Brennstoffzellenantrieb werden bereits von Herstellern wie Hyundai, Honda oder Toyota, angeboten [47]. Dazu kommen neue Entwicklungen auf dem Lkw Markt. Laut Pressemitteilung wurden beispielsweise bereits Großabnahmen für 800 FC-Lkws von Nikola [48] und 1000 FC-Lkws von Hyundai [49] in Auftrag gegeben. In einer Studie vom Hydrogen Council [50] werden Ziele von global 10-15 mio. Pkw und 500.000 Lkw mit Brennstoffzellenantrieb genannt.

2.1.2.1 Nationale Entwicklungsziele für Brennstoffzellenfahrzeuge

Einige Länder haben sich bereits heute ehrgeizige Ziele für die Bestandsentwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen gesetzt. In Tabelle 2.2 werden die nationalen Entwicklungsziele für FCEVs bis 2030 in den Ländern USA, China, Japan und Südkorea gezeigt.

Mit einem BIP von 4,9 Bil. US-$ und 126 Mio. Einwohnern ist Japan ein Land mit vergleichbarer Größe und wirtschaftlicher Stärke wie Deutschland (vgl. BIP von ca. 3,7 Bio. US-$ und 83 Mio. Einwohnern) [51]. Auf Deutschland übertragen wären dementsprechend ähnlich hohe Ziele wirtschaftlich tragbar.

Tabelle 2.2: Nationale Marktentwicklungsziele von Brennstoffzellenfahrzeugen verschiedener Länder bis 2030 nach [52]

	USA	China	Japan	Korea
2020	13.000	5.000	40.000	-
2022	40.000	-	-	20.000
2025	-	40.000	200.000	-
2030	1.000.000	1.000.000	800.000	500.000

2.1.2.2 Elektrifizierung durch Oberleitungen

Ferner besteht die Möglichkeit Teilabschnitte der Autobahn durch Oberleitungen zu elektrifizieren [38]. Somit würde das Problem der Mitnahme schwerer Stromspeicher entkräftet werden. Einige Studien zeigen gegenüber dieser Möglichkeit grundlegend positive Tendenzen [53] und es gibt die ersten Versuche auf öffentlichen Autobahnen, die die technische Machbarkeit belegen [54, 55]. In der „Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie“ der Bundesregierung wird jedoch attestiert, dass bisher keine größeren Initiativen in diese Richtung geplant sind:

> **„Exkurs: Lkw mit Stromzufuhr über einen Stromabnehmer**
> Eine teilweise Elektrifizierung von Abschnitten der Bundesautobahn mit besonders hohem Anteil an schweren Nutzfahrzeugen erscheinen aus übergeordneter politischer Sicht auf den ersten Blick überlegenswert. Für die Einführung von Hybrid-Oberleitungs-Lkw (Fahrstrom für einen Elektroantrieb aus der Oberleitung und alternativ aus einer Verbrennungskraftmaschine,

[1] Batteriefahrzeug, kurz: BEV (engl. Battery electric vehicle)
[2] Brennstoffzellenfahrzeug, kurz FCEV (engl. Fuel cell electric vehicle)

> sollte keine Oberleitung vorhanden sein) bestehen jedoch noch relevante Hürden hinsichtlich der technischen Realisierung, Verkehrssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelteffekten und Nutzerakzeptanz, die im Rahmen der MKS bereits diskutiert worden sind. Insbesondere die erheblichen Investitionen in die Infrastruktur zur Energiebereitstellung wären nur dann vertretbar, wenn eine Risikoabschätzung erfolgt und auch andere Möglichkeiten zur Nutzung alternativer Antriebe schwerer Nutzfahrzeuge oder der verstärkte Ausbau des Kombinierten Verkehrs auf der Schiene sich als schlechtere Alternativen erweisen sollten. Eine über Forschungs- und Demonstrationsvorhaben hinausgehende Initiative besteht daher derzeit nicht.“ [56, S. 105]

In dieser Arbeit wird kein expliziter Bezug auf die Elektrifizierung durch Oberleitungen genommen, da sich die Relevanz auf den elektrifizierten Anteil der Lkw-Flotte beschränkt und der Fokus hingegen auf der Energiebereitstellung durch Kraftstoffe liegt. In der im Folgenden aufgeführten Literatur zur Elektrifizierung von Lkws beruhen jedoch einige der Szenarien auf einem solchen Oberleitungsausbau.

Mit dem Fokus dieser Arbeit auf Kraftstoffen, soll im Folgenden der Straßennutzverkehr näher beleuchtet werden, um eine solide Grundlage für die Szenarienentwicklung dieses Teilsektors zu gewährleisten. Für die Entwicklung des Personenverkehrs in 4.3 wird auf die in Tabelle 2.1 aufgeführte Literatur zurückgegriffen.

2.1.2.3 Elektrifizierungsszenarien von Nutzfahrzeugen

Für diese Arbeit ist die zukünftige Entwicklung der Straßennutzfahrzeuge von besonderem Interesse, da in diesem Teilsektor die Anforderungen an hohe Nutzlasten mit denen an hohe Reichweiten aufeinander treffen, was eine Elektrifizierung besonders erschwert [57, S. 35]. Dies spiegelt sich auch in den Studien wider, die Werte für die Marktentwicklungen in Form von Neuzulassungsanteilen von alternativen Antriebsarten in verschiedenen Lkw-Klassen angeben. In sechs Studien wurden insgesamt 12 Szenarien mit passenden Daten für Neuzulassungszahlen nach Antriebsart gefunden. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Studien zu ermöglichen, wurden die Neuzulassungsprognosen für drei Lkw-Klassen zusammengefasst, aufgeteilt nach zulässiger Gesamtmasse: < 3,5 t; 3,5 – 12 t; >12 t.

Die Vorhersagen der Entwicklungsszenarien für die Neuzulassungsstruktur der Lkw über 12 t (Abbildung 2.3) ergeben ein sehr heterogenes Bild. Drei Studien stellen jeweils ein Szenario vor, in dem in dieser Größenklasse gar keine Elektrifizierung stattfindet. Die drei Szenarien in der Studie von Cambridge Econometrics weisen im Jahr 2050 alle die gleichen Anteile von Verbrennungs- und Plug-in Hybridfahrzeugen auf, unterscheiden sich jedoch in der Elektrifizierungstechnologie. Das BEV[3] Szenario von Cambridge Econometrics ist das einzige, das eine umfangreiche Elektrifizierung (ca. 80 %) durch reine batterieelektrische Fahrzeuge in diesem Segment vorhersagt, alle anderen Studien verbinden den Großteil der Batterieantriebe mit Oberleitungen zur mobilen Stromversorgung. Oberleitungen spielen nur in der schweren Lkw-Klasse eine Rolle. Vier Szenarien beinhalten Neuzulassungsanteile von Brennstoffzellen-Lkws, nämlich das Elektrifizierungs- sowie das PtG Szenario der dena Studie und jeweils die brennstoffzellenlastigen Szenarien der Studien von Cambridge Econometrics und des BMVI. Drei dieser Szenarien nennen einen Neuzulassungsanteil von Brennstoffzellenantrieben im Bereich um 80 % für 2050.

[3] BEV: Batterie Electric Vehicle

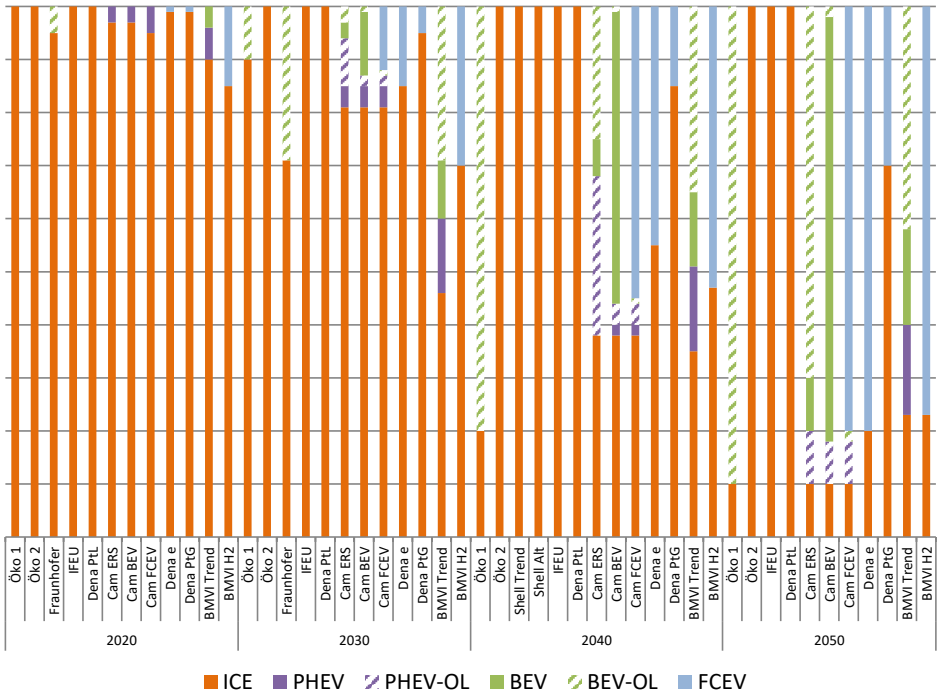


Abbildung 2.3: **Literaturszenarien zur Neuzulassungszusammensetzung von Lkw über 12t (inklusive Sattelzugmaschinen) nach Antriebsarten Verbrennungsmotor (ICE), Plug-in Hybrid (PHEV), Batteriefahrzeug (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV), sowie in Kombination mit elektrifizierten Oberleitungen (OL)**

Der Vergleich der mittleren Lkw-Klasse mit zulässigen Gesamtmassen zwischen 3,5 t und 12 t, dargestellt in Abbildung 2.4, zeigt ein ähnliches heterogenes Bild wie das der schweren Lkws. Für die Klasse der mittleren und leichten Lkw sind passende Daten von insgesamt 10 Szenarien aus sechs Studien gefunden und ausgewertet worden. Drei der Szenarien weisen Neuzulassungsanteile von elektrifizierten Antrieben von 30 % oder weniger auf. Dem gegenüber stehen vier Szenarien mit Anteilen von über 85 %. Die zwei Szenarien aus der Nutzfahrzeugstudie von Shell [35] enthalten nur Werte für die Neuzulassungsstruktur in 2040. Hier ist zu sehen, dass die Prognosen von Shell in Bezug auf den Verkauf von elektrischen Antriebsarten in dieser Lkw-Klasse sehr konservativ ausfallen. Weiterhin ist auffällig, dass Brennstoffzellenantriebe nur in dem Szenario der Fraunhofer Studie eine Rolle spielen. Dieses Szenario deckt nur den Zeitraum bis 2030, prognostiziert bis dahin allerdings sehr optimistische Elektrifizierungsraten in den Neuzulassungen von ca. 20 % Brennstoffzellenfahrzeugen und 60 % Batteriefahrzeugen.

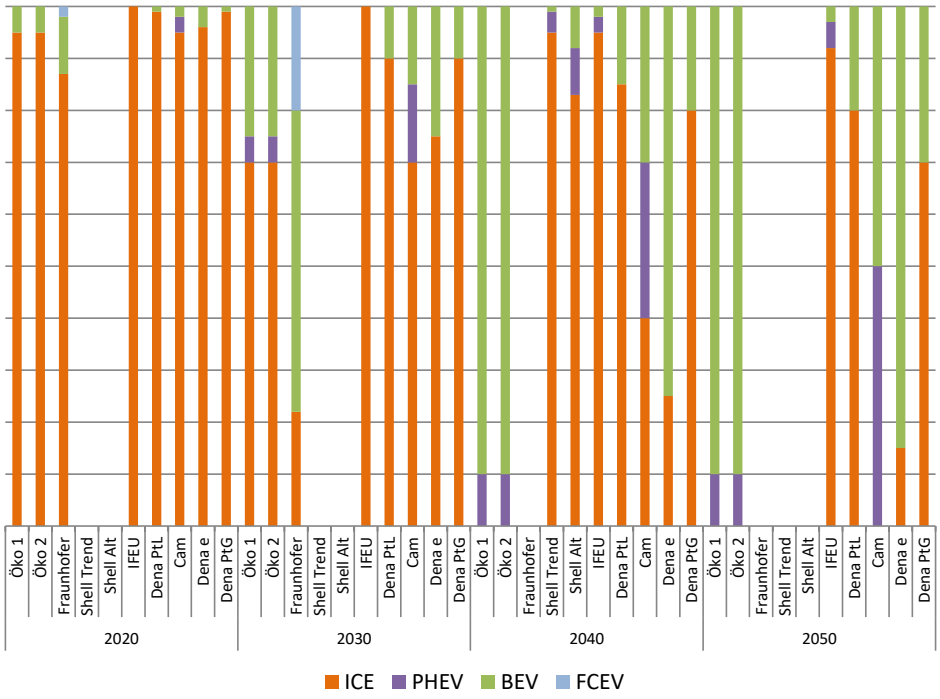


Abbildung 2.4: **Literaturszenarien zur Neuzulassungszusammensetzung von Lkw zwischen 3,5 t und 12 t nach Antriebsarten Verbrennungsmotor (ICE), Plug-in Hybrid (PHEV), Batteriefahrzeug (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV)**

Für die leichten Nutzfahrzeuge unter 3,5 t zeigt sich eine deutlichere Tendenz zu hohen Elektrifizierungsraten für das Jahr 2050 (Abbildung 2.5). In fünf der sieben Szenarien, die Daten für das Jahr 2050 bereitstellen, liegt der Anteil der elektrifizierten Antriebe unter den Neuzulassungen bei über 90 %. Lediglich das Szenario „PtL“ der dena Studie, mit einem Schwerpunkt auf dem Einsatz synthetischer Kraftstoffe, weist einen elektrifizierten Anteil von 40 % auf. Das Betriebsverhalten der leichten Nutzfahrzeuge zeigt sich als besonders freundlich gegenüber batterieelektrischen Antrieben, da die durchschnittlichen Reichweitenansprüche mit ca. 100 km am Tag gering ausfallen [58]. Der Anteil an Neuzulassungen von Brennstoffzellenfahrzeugen im Jahr 2050 variiert unter den Szenarien zwischen ca. 10 und 40 %. Wie auch in den übrigen Klassen, liegen die Daten der Shell Studie für das Jahr 2040 im konservativen und die Daten der Fraunhofer Studie für 2030 im optimistischen Spektrum.

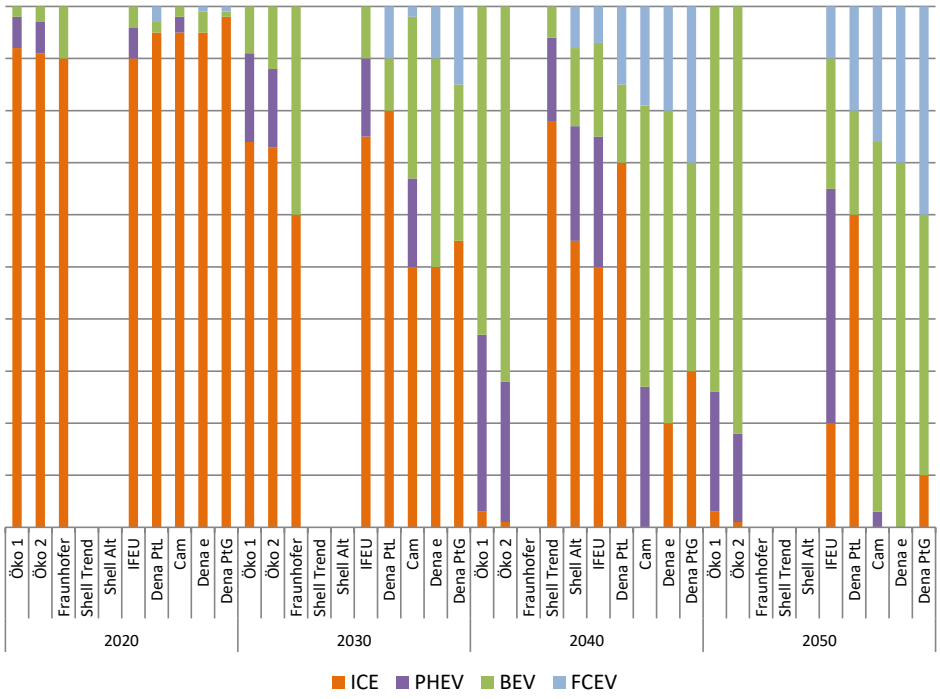


Abbildung 2.5: **Literaturszenarien zur Neuzulassungszusammensetzung von Lkw unter 3,5 t nach Antriebsarten Verbrennungsmotor (ICE), Plug-in Hybrid (PHEV), Batteriefahrzeug (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV)**

2.1.3 Kraftstoffbedarf von Fahrzeugen

Für die Entwicklung der Fahrzeugeffizienzen wird auf Werte aus der Literatur zurückgegriffen. Zur Einhaltung einer einheitlichen Datengrundlage wurden die Werte der Studie des BMVi [56] herangezogen. Diese stimmen im Wesentlichen mit anderen Zahlen aus passenden Studien, beispielsweise von Prenninger und Huss [59], Hülsmann et al. [60], JRC [61] oder dena [11], überein. Die verwendeten Werte werden jeweils in Tabelle A. 2 und Tabelle A. 3 der Eingangsdaten der angewendeten Modelle in den ergänzenden Informationen angegeben.

2.1.4 Zwischenfazit

Es wurden bereits diverse Studien und Untersuchungen durchgeführt, die sich mit der Rahmenentwicklung des Verkehrs beschäftigen. Diese Entwicklungen gelten als fundamentaler Input für die Bestimmung der Rolle von Kraftstoffen in der Zukunft. Die in diesem Unterkapitel zusammengetragenen Studien dienen als Datengrundlage für die Szenarienentwicklung (4), die Kraftsoffbedarfsrechnungen (5) und die Auslegung einer nationalen PtF-Produktionsinfrastruktur (7).

Da viele Studien verschiedene Tendenzen aufzeigen, auf deren Basis die Entwicklungen fortgeführt werden (beispielsweise eine Elektrifizierung durch Batteriefahrzeug vs. Brennstoffzellenfahrzeuge), werden Entwicklungstendenzen zusammengefasst und gegenübergestellt. Hierfür soll die Szenarienmethode herangezogen werden.

2.2 Grundlagen des Power-to-Fuel-Konzeptes

„Power-to-Fuel“ beschreibt im Allgemeinen ein Konzept zur Herstellung von Brennstoffen auf Basis von elektrischem Strom als Ausgangsenergie. Dies geschieht mittels elektrochemischer Aufspaltung von Wassermolekülen im Elektrolyseur mittels Strom zur Produktion von Wasserstoff. Der Wasserstoff kann dann mit CO_2 als Edukt für verschiedene chemische Syntheseprozesse verwendet werden, um Brenn- bzw. Kraftstoffe herzustellen. Als mögliches Produkt stehen sowohl alkanische Kraftstoffe, die den fossilen Kraftstoffen chemisch gleichen, wie auch alternative molekulare Strukturen, wie beispielsweise Ether oder Alkohole. In diesem Unterkapitel soll eine Übersicht der aktuellen Literatur zu technischen und wirtschaftlichen Aspekten vorgestellt und ausgewertet werden. Die hier beschriebenen Prozesse dienen ferner als Datengrundlage für die Systemodellierungen in Kapiteln 5 und 7, sowie für die Anlagenauslegung in Kapitel 6.

2.2.1 Herstellungspfade von Elektrokraftstoffen

Eine Chance bei synthetischer Produktion von Kraftstoffen entsteht daraus, dass das Produktspektrum nicht mehr durch die natürlichen Begebenheiten eines fossilen Ausgangsstoffes vorgegeben ist. Stattdessen wird das Molekül in der Synthese aufgebaut und kann durch den gezielten Einsatz verschiedener Syntheseparameter und der Auswahl des Katalysators beeinflusst werden. Eine alternative molekulare Grundstruktur eines synthetischen Kraftstoffs kann die chemischen Eigenschaften positiv verändern. Im Folgenden werden die vielversprechendsten und prominentesten Syntheserouten für den Einsatz von Verkehrskraftstoffherstellung vorgestellt. Im Anschluss werden die Massen- und Energiebilanzen der Prozesse gegenübergestellt.

2.2.1.1 Fischer-Tropsch (FT)

In der Fischer-Tropsch Synthese wird aus einem Synthesegas, bestehend aus H_2 und CO, eine Mischung aus verschiedenen langer Kohlenwasserstoffketten hergestellt. Durch die Auswahl von Reaktionsbedingungen und Katalysatormaterial kann die Produktverteilung beeinflusst werden [62]. Das Fischer-Tropsch Verfahren ist aus zwei Gründen besonders aussichtsreich für einen Einsatz zur Produktion von Elektrokraftstoffen: Zum einen ist das mehr als 100 Jahre alte Syntheseverfahren in technischer Hinsicht schon sehr reif, auch für die Umsetzung im großen Maßstab wurden bereits umfangreiche Erfahrungen gesammelt. Auch im PtF Feld gibt es schon Demonstrationsanlagen, die die Umsetzung des Konzeptes in Verbindung mit der FT-Synthese als machbar erweisen. Hierzu zählen eine Anlage der TU Dresden von sunfire [63] und das Mikroreaktorkonzept von Ineratec [64]. Zum anderen besteht das Syntheseprodukt aus einer Mischung von Kohlenwasserstoffen und ähnelt somit dem konventionellen Kraftstoff chemisch gesehen stark. Durch eine geeignete Wahl der Prozessführung und hinterhergeschalteten Veredelungsverfahren können so Kraftstoffe hergestellt werden, die sich zu beliebigem Anteil in konventionellen Kraftstoff beimischen lassen („drop-in“) und sogar als reiner Kraftstoff („base-fuel“), unter Einhaltung aller heutigen Kraftstoffstandards, eingesetzt werden können.

Die Fischer-Tropsch Synthese ist eine heterogen katalysierte Hydrogenierung von CO. In einer Aufbaureaktion entstehen hauptsächlich Alkane, Alkene und Alkohole. Die Reaktion kann vereinfacht mit Gleichung 2.1 beschrieben werden. [62]

$$nCO + (2n)H_2 \rightleftharpoons C_nH_{2n} + nH_2O \qquad \text{Gleichung 2.1}$$

$$\Delta H^0_{R\,298\,K} = -n \cdot 152\ kJ/mol$$

Laut dem Standardwerk zum Thema von de Klerk [62] gibt es drei reife und damit vielsprechende Prozessführungen. Die drei Verfahren mit ihren Prozessbedingungen und den daraus resultierenden Produktverteilungen werden in Tabelle 2.3 gegenübergestellt. Die kobalt-katalysierte Niedertemperaturreaktion (Co-LTFT) zeichnet sich dadurch aus den größten Destillatanteil zu produzieren und dabei den Anteil an Alkenen niedrig zu halten. Bei den zwei Niedertemperaturverfahren fällt die größte Fraktion auf die Wachse. Bei dem Eisen-katalysierten Hochtemperaturverfahren (Fe-HTFT) wird die lange Kettenbildung unterbunden, sodass 80,4 % der Produkte unter einer Kettenlänge von C_{10} bleiben. Dabei fällt der größere Anteil auf Alkene.

Tabelle 2.3: Produktzusammensetzung verschiedener Fischer-Tropsch Verfahren [62]

Fraktion	Kohlenstoffanzahl	Stoffgruppe	Zusammensetzung [$\%_{Masse}$]		
			Fe-HTFT	Fe-LTFT	Co-LTFT
Restgas	C_1	Alkane	12,7	4,3	5,6
	C_2	Alkane	4,5	1,0	1,0
		Alkene	5,6	1,0	0,1
LPG	$C_3 – C_4$	Alkane	3,0	1,8	1,8
		Alkene	21,2	6,0	3,4
Naphtha	$C_5 – C_{10}$	Alkane	4,3	3,3	12,0
		Alkene	25,8	7,7	7,8
		Aromaten	1,7	0	0
		Oxygenate	1,6	1,3	0,2
Destillat	$C_{11} – C_{22}$	Alkane	0,9	13,5	20,8
		Alkene	4,8	5,7	1,1
		Aromaten	0,8	0	0
		Oxygenate	0,5	0,3	0
Wachs	C_{22+}	Alkane	0,4	49,2	44,6
		Alkene	1,6	0,7	0
		Aromaten	0,7	0	0
		Oxygenate	0,2	0	0
Wässrige Phase	$C_1 – C_5$	Alkohole	4,5	3,9	1,4
		Ketone	3,9	0	0
		Carbonsäuren	1,3	0,3	0,2

Generell besitzen alkanische Produkte eine höhere Energiedichte [65]. Ferner ist für die Produktion von synthetischen Verkehrskraftstoffen eine Maximierung der flüssigen Produkte sprich im Bereich der Naphtha- und Destillatfraktionen vorteilhaft. Demnach sticht das Co-LTFT Verfahren als am meisten für PtF-Anwendungen geeignet hervor. Der hohe Anteil der Mitteldestillate kann zudem die Ausbeute an Diesel und Kerosin erhöhen, für die es im schweren Güterverkehr und in der Luftfahrt einen besonders hohen Bedarf gibt.

Aufgrund von thermodynamischen Umsetzungsgrenzen kann nur Synthesegas in der FT Synthese umgesetzt werden [66]. Daher muss das CO_2 in einer vorgeschalteten Reaktion noch in CO umgewandelt werden. Dies geschieht über die umgekehrte Wassergas-Shift Reaktion (rWGS), nach Gleichung 2.2. Die rWGS-Reaktoren werden mit $Ni/Al_{23}O_{16}$-Katalysatoren bei ca. 900-1000 °C betrieben [67].

$$CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O \qquad \Delta H^0_{R\,298\,K} = 41{,}2\ kJ/mol \qquad \text{Gleichung 2.2}$$

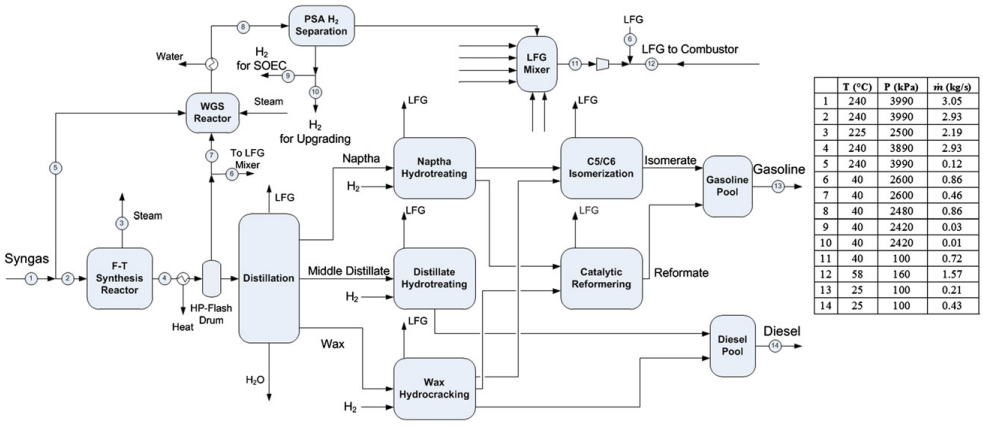
Alternativ zur rWGS-Reaktion kann die Umwandlung von CO_2 in CO auch durch die Nutzung einer Co-Elektrolyse stattfinden. Die Umwandlung durch rWGS ist jedoch der bisher technische reifere Prozess. [68]

Ferner gehört zum verfahrenstechnischen Konzept einer PtF Anlage mit FT-Synthese eine Nachbehandlung der Produktströme zur Veredelung zu normgerechten Verkehrskraftstoffen. Da diese Art der Kraftstoffproduktion bisher nur in sehr kleinen Maßstäben durchgeführt wird, gibt es nur wenige ausgearbeitete Konzepte zur Kraftstoffveredelung. In einigen Konzepten wird der Weitertransport des flüssigen Fischer-Tropsch Produktes zu einer konventionellen Raffinerie vorgeschlagen [63]. Ergänzend dazu wird ein speziell auf die FT-Synthese zugeschnittenes Veredelungskonzept im Rahmen dieser Arbeit ausgelegt und in Kapitel 6.2 vorgestellt.

Im Folgenden werden die drei Verfahrensauslegungen von Becker et al. [69], König [70] und Schemme [71] vorgestellt. Die vorgestellten Verfahren sind mithilfe von verfahrenstechnischer Simulationssoftware ausgelegt worden, wobei alle die Co-LTFT Synthese verwenden. Die Produktdistribution der Synthese wird über das Anderson-Schulz-Flory Modell berechnet, welches von der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α abhängt [72]. Die verwendeten Betriebsparameter werden für jeden Prozess angegeben.

Becker et al.

Der von Becker et al. [69] ausgelegte Prozess basiert auf der Co-LTFT Synthese, betrieben bei 39,9 bar und 240 °C. Für die Berechnungen wird ein Wert von α=0,9 herangezogen und eine Korrektur der kurzkettigen Kohlenwasserstoffe nach Hemelink et al. [73] vorgenommen. Im Anlagenkonzept werden die gasförmigen und festen Bestandteile des Syntheseproduktes abgetrennt. Hinzu kommen einige Nachbehandlungsschritte wie Hydrocracking, Hydrotreating, katalytische Reformierung und Isomerisierung. Der energetische Produktstrom besteht danach aus einer Mischung von C_4 – C_{22} Ketten, die in eine Benzin- und eine Dieselfraktion aufgeteilt werden. Abbildung 2.6 zeigt eine schematische Darstellung der verfahrenstechnischen Auslegung mit den dazugehörigen Betriebsparametern. Das energetische Produkt setzt sich zu 30,9 % aus Benzin und 69,1 % aus Diesel zusammen.



	T (°C)	P (kPa)	$\dot{m}$ (kg/s)
1	240	3990	3.05
2	240	3990	2.93
3	225	2500	2.19
4	240	3890	2.93
5	240	3990	0.12
6	40	2600	0.86
7	40	2600	0.46
8	40	2480	0.86
9	40	2420	0.03
10	40	2420	0.01
11	40	100	0.72
12	58	160	1.57
13	25	100	0.21
14	25	100	0.43

Abbildung 2.6: Verfahrensfließbild der FT-Synthese nach Becker et al. [69]

König

Der von König im Rahmen einer Dissertation am DLR ausgelegte Prozess setzt den Fokus auf die Herstellung von Flugtreibstoff. Die Co-LTFT Synthese wird bei 25 bar und 225 °C betrieben. Für die Produktzusammensetzung wird der Wert α=0,8515 verwendet. Die Produktaufbereitung geschieht mit einem Hydrocracker und mehreren Entspannungstrommeln, sowie einem Recyclingstrom, wie es Abbildung 2.7 zu entnehmen ist [70]. Der Hauptanteil des Produktstroms wird mit 72,5 % von Kerosin ausgemacht. Der übrige Produktstrom besteht zu 24,5 % aus einer Naphtha Fraktion und zu 3 % aus Dieselkraftstoff.

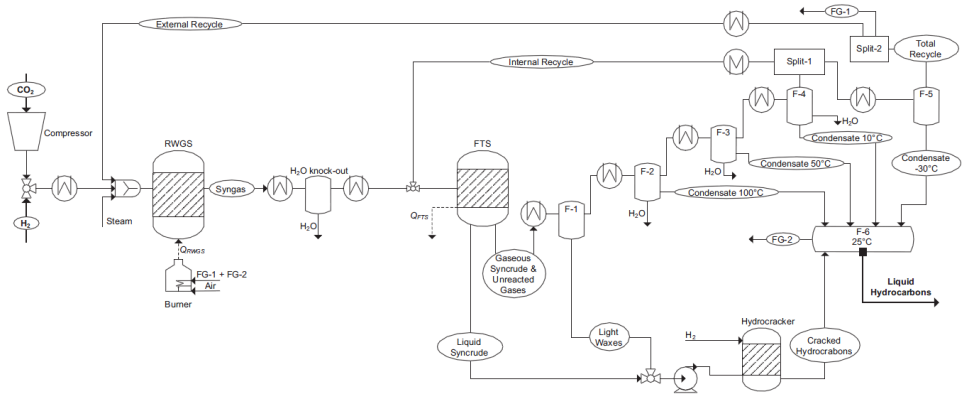


Abbildung 2.7: Verfahrensfließbild bestehend aus PEM-Elektrolyse, rWGS, FT-Synthese und Produkttrennung nach König [70]

Schemme

In der Dissertation von Schemme [71] wird eine Gegenüberstellung von verfahrenstechnischen Simulationen der Kraftstoffsynthesen von 13 verschiedenen möglichen Verkehrskraftstoffen, u.A. der FT-Synthese, aufgestellt. Das vorgestellte Verfahren führt die Nutzung eines autothermen Reformers ein, mit dem kurze Kohlenwasserstoffketten zurück in Synthesegas reformiert und erneut dem

Synthesereaktor zugeführt werden. Diese Technik ermöglicht eine maximale Ausbeute an Mitteldestillaten. Abbildung 2.8 zeigt das Fließbild zur schematischen Beschreibung des Prozesses.

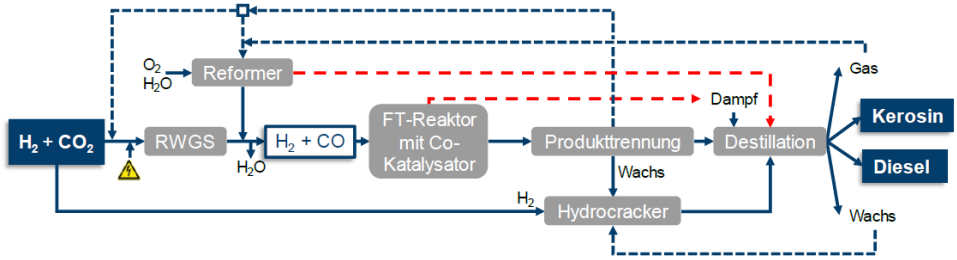


Abbildung 2.8: Verfahrensfließbild der FT-Synthese nach Schemme [71, S. 147]

Der FT-Reaktor wird bei 30 bar und 210 °C betrieben. Darauf aufbauend wird die Produktverteilung mit dem Wert α=0,92 ermittelt. Das Verfahren kommt somit auf eine Endproduktverteilung von 62 % Diesel und 38 % Kerosin.

2.2.1.2 Methanol

Die Nutzung von Methanol ist insbesondere als Grundstoff in der chemischen Industrie global weit verbreitet. Die Nutzung von Methanol als reinen Kraftstoff ist in Deutschland und Europa zurzeit nur bedingt zugelassen, wird im Zuge der Diskussion um Elektrokraftstoffe aber vermehrt betrachtet und in Projekten gefördert [74, 75]. Im Gegensatz dazu ist in China schon eine Ottokraftstoffmischung mit 85 % Methanol kommerziell verfügbar [76].

Die konventionelle Methode zur Methanolherstellung verwendet Synthesegas als Edukt, welches hauptsächlich durch die Reformierung von Erdgas gewonnen wird [77]. Für das PtF Konzept ist die direkte Synthese aus H_2 und CO_2 der geeignetere Pfad. Dieser wird in der größten kommerziellen PtF Anlage, dem George Olah Plant, betrieben von Carbon Recycling International (CRI) in Island, umgesetzt. Das George Olah Plant produziert jährlich 5 Millionen Liter Methanol mit Strom aus Geothermie [78].

Die Methanolsynthese auf Basis von H_2 und CO_2 verläuft nach Gleichung 2.3 und wird zumeist von den Nebenreaktionen in Gleichung 2.4 und Gleichung 2.5 begleitet.

$$CO_2 + 3H_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O \qquad \Delta_R H^0 = -130.98\ kJ/mol \qquad \text{Gleichung 2.3}$$

$$CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O \qquad \Delta_R H^0 = 41.2\ kJ/mol \qquad \text{Gleichung 2.4}$$

$$CO + H_2 \rightleftharpoons CH_3OH \qquad \Delta_R H^0 = -128.13\ kJ/mol \qquad \text{Gleichung 2.5}$$

Der Methanolreaktor im Prozess von Schemme [71] wird bei 80 bar und 250 °C betrieben und verwendet einen $CuO/ZnO/Al_2O_3$-Katalysator. Nicht umgesetztes H_2, CO und CO_2 wird vom Syntheseprodukt abgetrennt und zurück zum Eingangsstrom in den Reaktor geführt. Anschließend wird das flüssige Gemisch aus hauptsächlich Methanol und Wasser in einer Kolonne getrennt. Der resultierende Methanolstrom erfüllt die Qualität des ASTM AA-Grade Standard mit 99,9 Gew.-% Methanol und einem Wasseranteil von < 0,05 Gew.-%.

2.2.1.3 Methanol-to-Gasoline

Im Methanol-to-Gasoline (MtG) Prozess wird aus H_2 und CO_2 zunächst nach dem in 2.2.1.2 beschriebenen Verfahren Methanol hergestellt, welches anschließend in einem separaten Reaktor zu Benzin weiterverarbeitet wird. Die verwendete Prozessanalyse basiert auf dem NREL-Report von Phillips et al. [79]. Nach dem MtG-Reaktor wird das Nebenprodukt Wasser abgeführt, sowie die kurzen Kohlenwasserstoffe abgetrennt und nach einer Reformierung in Form von H_2 und CO in den Methanolreaktor rezykliert, um den Prozesswirkungsgrad zu erhöhen [71]. Das produzierte synthetische Benzin erfüllt bis auf die niedrigere Dichte und eine leicht erhöhte Olefin- und Benzolgehalte die Norm EN 228 [80] für Ottokraftstoffe.

Es gibt wissenschaftliche Bestrebungen nach dem Prinzip des MtG-Prozesses auch längere Kohlenwasserstoffe herzustellen. Die Ansätze führen über den Methanol-to-Olefins (MtO) Prozess mit einer anschließenden Synthese zu längeren Kohlenwasserstoffketten in der Kerosin- oder Dieselfraktion [81, 82]. Im Projekt „KeroSyn100“, gefördert über die Forschungsinitiative „EnergieWende“ im Verkehr des BMWi [74], wird dieses Verfahren mit dem Ziel der synthetischen Kerosinproduktion verfolgt [83]. Da für diesen Prozess jedoch noch keine öffentlichen Verfahrensanalysen zur Verfügung stehen, ist dieser Prozess nicht weiter Gegenstand dieser Arbeit.

2.2.1.4 Methan

Methan ist ein weit verbreiteter Rohstoff mit hoher Bedeutsamkeit für stoffliche und energetische Anwendungen. Es ist der Hauptbestandteil der natürlich auftretenden Erdgasvorkommen. Die Nutzung von Erdgas in Fahrzeugen als Kraftstoff für den Otto-Verbrennungsmotor wurde in den letzten Jahren europaweit stark vorangetrieben. In Deutschland sind aktuell 850 Tankstellen mit komprimiertem Erdgas verfügbar [84]. In Italien sind es bereits 1190 [84].

Auch für den PtF Bereich ist die Methanisierung (auch als „Power-to-Gas“ bekannt) als Syntheseprozess bedeutend. In 2017 haben Bailera et al. [85] eine Übersicht an aktuellen Power-to-Gas Projekten erstellt. Die größte existierende Anlage ist die von Audi betriebene e-gas Anlage in Werlte. Als Stromquelle wird Offshore Windenergie benutzt, die in drei alkalischen Elektrolyseeinheiten zu je 2 MW eingespeist werden. So sollen 1000 Tonnen Methan pro Jahr produziert werden. [86]

Die drei prominentesten Reaktionsabläufe im Methanisierungsreaktor sind Gleichung 2.6 bis Gleichung 2.8 zu entnehmen.

$$CO_2 + 4H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad \Delta_R H^0 = -206.3\ kJ/mol \qquad \text{Gleichung 2.6}$$

$$CO_2 + H_2 \leftrightarrow CO + H_2O \qquad \Delta_R H^0 = 41.2\ kJ/mol \qquad \text{Gleichung 2.7}$$

$$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O \qquad \Delta_R H^0 = -165.2\ kJ/mol \qquad \text{Gleichung 2.8}$$

Als Beispielprozess wird der von Peters et al. [87] vorgestellte Prozess herangezogen. Für eine optimierte Konversionsrate des CO_2 findet die Methanisierung in zwei separaten, Nickel-katalysierten Reaktoren statt. Der erste Reaktor wird isotherm bei 395 °C betrieben. Beim Eintritt in den zweiten adiabat betriebenen Reaktor haben die Reaktionsgase eine Temperatur von 350 °C. Reaktionen finden bei 30 bar statt. Der Produktstrom setzt sich nach Abscheidung des Wassers zu 5 Vol.-% aus H_2 und 95 Vol.-% aus CH_4 zusammen.

2.2.1.5 Dimethylether (DME)

Dimethylether ist aufgrund seiner guten Verbrennungseigenschaften und der Produktionseffizienz ein vielversprechender alternativer Kraftstoff für die Nutzung im Dieselmotor. Das Sauerstoffatom zwischen den C Atomen gewährt eine saubere Verbrennung ohne Rußpartikelbildung. Da DME unter Normalbedingungen gasförmig auftritt, ist eine Beimischung zu konventionellem Dieselkraftstoff nur in Drucktanks möglich [88].

Der effizienteste Herstellungspfad führt über die Dehydratisierung von Methanol (Gleichung 2.9). Durch eine Wärmeintegration der beiden Synthesereaktionen sind sehr hohe Wirkungsgrade möglich.

$$2CH_3OH \rightleftharpoons (CH_3)_2O + H_2O \qquad \Delta_R H^0 = -128.13\ kJ/mol \qquad \text{Gleichung 2.9}$$

Der von Schemme [71] ausgelegten Prozess verwendet einen adiabaten säurekatalysierten Reaktor. Die Betriebsbedingungen betragen 15,5 bar und 380 °C. Die Auftrennung des Syntheseproduktes, bestehend aus DME, Wasser und Methanol, geschieht in zwei Kolonnen. Das nicht reagierte Methanol wird erneut dem Eduktstrom zugeführt. Die Reinheit des abgeführten DMEs beträgt 99,9 Gew.-%.

2.2.1.6 Polyoximethylendimethylether (OME)

Ein OME_n besteht aus n Oxymethylengruppen –CH_2O–, die von Methylgruppen –CH_3– umschlossen werden. Dimethylether ist demnach auch als OME_0 zu bezeichnen. Diese Etherketten besitzen dadurch, dass keine C-C Verbindungen bestehen auch sehr gute Verbrennungseigenschaften ohne Rußbildung. Mit steigender Kettenlänge nimmt durch den Sauerstoffanteil die Energiedichte des OME_ns ab, jedoch steigt die Cetanzahl an. Bei Kettenlängen von n ≥ 6 kann es zu Feststoffausfall durch hohe Schmelzpunkte kommen, wonach die optimalen Kettenlängen für den Einsatz als Beimischung zu Dieselkraftstoff bei n = 3–5 liegen [89].

Zur Produktion von $OME_{3\text{-}5}$ sind generell drei Prozesspfade möglich, die auch in der Literatur verfolgt werden. Ein schematischer Überblick der drei Produktionsrouten ist Abbildung 2.9 zu entnehmen.

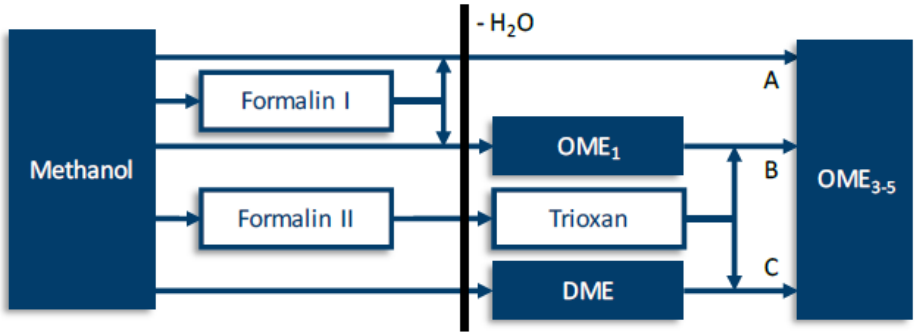


Abbildung 2.9: Syntheserouten zu OME3-5. Darstellung von Schemme [71]

Da sich die Produktion über Methanol und Formalin I (Route A) nach Schemme [71] auf Basis von umfassenden Verfahrensanalysen als effizienteste Route erwiesen hat, beschränkt sich diese Arbeit auf die Betrachtung dieser Route. Die Reaktion zur Bildung von OME_n aus Methanol und Hemiformalen unterschiedlicher Kettenlängen (HFn) (Gleichung 2.10) kann durch saure Ionenaustauschharze katalysiert werden [90].

$$CH_3OH + HF_n \rightleftharpoons OME_n + H_2O$$ Gleichung 2.10

In der Verfahrensauslegung von Schemme wird der Reaktor bei 3 bar und 70 °C betrieben. Zusätzlich zu den zwei Edukten werden rezyklierte Ströme von OME_{1-2} und OME_{6-10} mit Anteilen von Methanol und Formalin I in den Reaktor eingeführt. Entwässerungen der Stoffströme finden einmal vor und einmal nach dem Reaktor in Adsorbern statt.

Liu et al. [91] untersuchen in einer Veröffentlichung die Auswirkung von OME Beimischquoten auf die Schadstoffemissionen bei einer Verbrennung im Motor. Sie empfehlen einen OME-Anteil von 20 $\%_{vol}$ zu Dieselkraftstoff, um wesentliche Reduktionen der Rußpartikelemission zu erreichen. Durch weitere Anpassungen des Motors ist es auch möglich Stickoxidemissionen zu verringern. Zur Charakterisierung von OME_{3-5} werden ein unterer Heizwert von 19,05 MJ/kg und eine Dichte von 1019 kg/m³ von Liu et al. [91] herangezogen.

2.2.1.7 Zusammenfassung der Referenzprozesse

Um eine einheitliche Bewertung und einen genormten Vergleich sicherzustellen werden die Wirkungsgraddefinitionen aus Gleichung 2.11 und Gleichung 2.12 herangezogen. Die Wirkungsgrade finden Resonanz in der relevanten Literatur, wie Beispielsweise in den Veröffentlichungen von Albrecht et al. [92], Becker et al. [69] oder Tremel et al. [93]. Der Anlagenwirkungsgrad η_A bilanziert die Energieströme, die in einer Syntheseanlage fließen. Als nutzbare Energie wird dabei der produzierte Kraftstoffstrom betrachtet. Die Eingangsenergien sind sowohl die chemische Energie im Eduktstrom, in diesem Fall der zugeführte Wasserstoff, wie auch die benötigte elektrische und thermische Energie zum Betrieb aller Anlagen und Aggregate. Die Bilanz inkludiert die Produktaufbereitung, wie sie in den aufgeführten Beispielprozessen beschrieben ist.

$$\eta_A = \frac{LHV_{Fuel} \cdot \dot{m}_{fuel}}{LHV_{H_2} \cdot \dot{m}_{H_2} + P_{el} + \dot{E}_{th}}$$ Gleichung 2.11

Als zweite Referenzgröße wird der Power-to-Fuel Wirkungsgrad η_{PtF} verwendet. Der PtF Wirkungsgrad schließt den Pfad von erneuerbarem Strom bis zum Kraftstoffprodukt ein. Zusätzlich zu den Energieströmen, die im Anlagenwirkungsgrad betrachtet werden, werden auch der Elektrolysewirkungsgrad η_{H_2} sowie der Energieaufwand für CO_2 Bereitstellung P_{CO_2} mit einbezogen. Für den Elektrolysewirkungsgrad wird ein Wert von η_{H_2} = 0,7 angenommen [94, S. 490]. Der spezifische Energieaufwand der CO_2 Abtrennung wird mit 1,2 MJ_{el} / kg_{CO2} angenommen [95].

$$\eta_{PtF} = \frac{LHV_{Fuel} \cdot \dot{m}_{fuel}}{\frac{LHV_{H_2} \cdot \dot{m}_{H_2}}{\eta_{H_2}} + P_{CO_2} + P_{el} + \dot{E}_{th}}$$ Gleichung 2.12

Die hier aufgeführten Prozesse dienen als Datengrundlage für die in den Kapiteln 4 bis 7 durchgeführten Analysen.

Tabelle 2.4: Gegenüberstellung der Massen- und Energiebilanzen der vorgestellten Kraftstoffsynthesen aus H_2 und CO_2 normiert auf 1 kg Produkt

Prozess	Input					Output		η_A	Literatur
	H_2		CO_2	P_{el}	E_{th}				
	[kg]	[MJ]	[Kg]	[MJ]	[MJ]	[MJ]	[Kg]		
FT-1 (Becker et al.)	0,426	51,10	5,793	5,226	-	42,09	1	0,747	[69]
FT-2 (König)	0,510	60,79	3,853	*1,091	-	43,10	1	0,696	[70]
FT-3 (Schemme)	0,480	57,58	3,056	1,091	-	43,87	1	0,749	[71]
Methanol	0,189	22,53	1,373	0,556	-	20,09	1	0,859	[71]
MtG	0,403	48,03	2,874	1,333	-	43,49	1	0,875	[71]
DME	0,263	31,35	1,911	0,773	-	28,83	1	0,894	[71]
Methan	0,502	60,1	2,75	1,390	-	50,00	1	0,813	[87, 96]
OME_{3-5}	0,268	31,94	1,949	1,546	26,175	19,24	1	0,409	[71]

*Angabe ist in der Literatur nicht gegeben. Zur Vervollständigung der Wirkungsgradberechnung wurde der Wert von Schemme [71] angesetzt

2.2.2 CO_2 Abtrennung und Nutzung

Neben der Elektrolyse zur Herstellung des Wasserstoffs dient die CO_2 Abtrennung zur Bereitstellung des zweiten Eduktes der Kraftstoffsynthese. Dabei kann die Quelle des CO_2 variieren. Die relevantesten Quellen sind energetische-, industrielle- und biogene Punktquellen, sowie die Abscheidung aus der Umgebungsluft. Die größten Emissionen in Deutschland fallen heutzutage für die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken an [97]. In diesem Abschnitt werden geeignete Quellen zur CO_2-Bereitstellung für die Produktion von Elektrokraftstoffen, sowie die Abtrennungstechnologien, identifiziert und evaluiert. Teile dieses Unterkapitels wurden bereits in einem Artikel im *Journal of CO_2 Utilization* vorveröffentlicht [98].

Generell ist es wichtig zu beachten, dass die Nutzung von CO_2 als Rohstoff nicht als lebensverlängernde Maßnahme für CO_2-intensive Prozesse dienen darf. Für eine Entwicklung im Sinne der Klimaschutzziele sollten alle Prozesse, für die es fossilfreie Alternativen gibt, umgesetzt werden. Hierzu gehören im Besonderen kohlebefeuerte Kraftwerke und die Bereitstellung von Prozesswärme durch Kohleverbrennung [99]. Auch nach einer Umstellung zu fossilfreien Industrieprozessen werden einige geeignete CO_2 Quellen zur Verfügung stehen. Im Folgenden werden mögliche Quellen und Abtrennungsprozesse im Hinblick auf kurzfristige und langfristige Nutzung vorgestellt und evaluiert.

Viele industrielle Prozesse emittieren große Mengen CO_2 durch die Verbrennung von fossilen Rohstoffen zur Bereitstellung von Prozesswärme und/oder Strom. Zusätzlich entsteht in einigen Industrieprozessen durch chemische Reaktionen bedingt CO_2. Diese Art der Emissionen wird als prozessbedingt bezeichnet. Die mit Abstand größten Industriezweige im Hinblick auf CO_2 Emissionen in Deutschland und auch weltweit sind die Stahlindustrie, Zementindustrie, Raffinerien und die chemische Industrie.

Die Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus industriellen Quellen können in nachgeschaltete Verfahren (post-combustion) und integrierte Verfahren (pre-combustion, chemical looping und oxy-fuel),

aufgeteilt werden. Postcombustion Verfahren trennen das CO_2 aus dem Abgasstrom des Prozesses ab. Der Vorteil dessen ist, dass der Industrieprozess hierbei im Ganzen erhalten bleibt und somit die nachträgliche Ausrüstung einer CO_2 Abtrennung möglich ist. Da die CO_2 Konzentrationen im Abgas meist gering sind, sind der Energieaufwand und die entstehenden Kosten höher. Integrierte Verfahren verändern die Prozessführung des Industrieprozesses so, dass CO_2 in einem Verfahrensschritt in hoher Konzentration vorhanden ist und somit durch effizientere Verfahren abgetrennt werden kann. Welcher Prozess sich am meisten eignet, wird in der Regel durch die Art des Industrieprozesses bestimmt. Die relevanten Quellen werden im Folgenden vorgestellt und im Hinblick auf ihre Eignung zur CO_2-Abtrennung evaluiert. Technische Beschreibungen der Abtrennungsprozesse können in Erklärungsbox 1 nachgelesen werden.

Erklärungsbox 1: Technische Beschreibung der relevanten CO2-Abtrennungsprozesse

Aminwäsche

Der Aminwäsche Prozess eignet sich generell für alle Arten von Industrieprozessen und wird auch schon kommerziell in einigen Kohlekraftwerken umgesetzt. In der Aminwäsche wird ein Amin als Absorbent verwendet, um CO_2 aus einem Abgasstrom abzutrennen. Durch die Aminwäsche kann ein Großteil des CO_2s (meist um die 90-95 % [100]) abgetrennt werden. Das Amin muss nach der Absorption durch Wärmezuführung regeneriert werden und gibt so CO_2 in hoher Reinheit um die 100 % aus. Als Absorbent eignen sich viele Stoffe, die sich im Wesentlichen in ihren Eigenschaften Absorptionsfähigkeit, Regenerationswärmebedarf, chemische Stabilität und Kosten unterscheiden. Stand der Technik ist MEA (Monoethanolamin), welches schon zur CO_2 Abtrennung an kommerziellen Kraftwerken Verwendung findet [101].

Oxy-Fuel

Im Oxy-fuel Prozess wird durch eine Zufuhr von reinem Sauerstoff statt Luft der Verbrennungsprozess so angepasst, dass als Verbrennungsprodukt zum größten Teil Wasserdampf und CO_2 vorliegen. Der Wasserdampf kann durch eine Kondensation mit anschließender Trennung abgeschieden werden. Das übrige Abgas besteht zu 80-98 % aus CO_2. Dazu kommen Unreinheiten, die über den Brennstoff oder durch Undichtigkeiten in der Anlage zugeführt werden [101, S. 122]. Vor einer Nutzung des CO_2 muss eine Entfernung von SO_2, NO_x HCl und den enthaltenen Inertgasen stattfinden [101, S. 124].

Calcium Looping

Der Calcium Looping Prozess nutzt die umgekehrte Kalzinierungsreaktion von Kalkstein. Kalziumoxid dient also als Absorbens für das CO_2 und es entsteht Kalkstein. Da die Kalzinierungsreaktion ein Wesentlicher Bestandteil der Klinkerproduktion für die Zementherstellung ist, ist eine CO_2 Abtrennung an diesen industriellen Anlagen besonders sinnvoll. Durch eine Kreisführung des Kalziumoxids kann das Abgas des Kalzinierungsprozesses in einen CO_2 reichen und einen CO_2 armen Strom fraktioniert werden. Das CO_2 reiche Abgas besitzt einen CO_2 Anteil von ca. 85 %, wobei der Rest im Wesentlichen aus Wasserdampf besteht [102]. Zusätzlich können Unreinheiten durch Undichtigkeiten in der Anlage auftreten.

Druckwechsel-Adsorption

Bei der Druckwechsel-Adsorption wird das Abgas durch Adsorptionskolonnen geleitet, in denen das CO_2 unter erhöhtem Druck an einer Feststoffoberfläche, dem Adsorbens, adsorbiert wird. Bei der

Sättigung des Adsorbens wird durch eine Entspannung das CO_2 frei, welches dann abgeführt werden kann [103]. Vor dem Eintritt des Abgases in die Adsorptionskolonnen muss der Schwefelwasserstoff (H_2S) entfernt werden [104]. Die Vorteile dieser Abtrennungsmethode sind eine einfache Prozessführung mit geringem Wärmebedarf. Bei der Veredelung von Biogas können so ausreichende Gasreinheiten für die Einspeisung des Methanstroms ins Erdgasnetz erreicht werden. Da mit dem CO_2 auch andere kleinere Moleküle, wie N_2 und O_2 adsorbiert werden, sind diese auch im Produktstrom enthalten [104]. Dies macht das Verfahren zur CO_2 Abscheidung nach Verbrennungsprozessen, wo das Abgas hohe N_2-Anteile enthält, ungeeignet.

Membranabtrennung

Auch die Abtrennung durch Membranverfahren wird gerne bei höher auftretenden CO_2-Anteilen im Abgas verwendet. Im Verfahren werden Membranen verwendet, die eine Durchlässigkeit für CO_2 und H_2S Moleküle gewähren. Da auch vereinzelt CH_4 Moleküle durch die Membran treten können, ist im Anwendungsfall Biogasanlage für höhere CH_4 Reinheiten mit erhöhtem Verlust des Zielgases zu rechnen. Laut Deng und Hägg können Methankonzentrationen von 98 % bei 1 % Methanverlust erreicht werden [105]. Für die Veredelung von Biogas ist das Verfahren energieeffizient und mit geringen Kosten verbunden.

Zementherstellung

Die Wesentlichen CO_2-Emissionen bei der Zementherstellung entstehen in der Klinkerproduktion (Kalziumoxid CaO) durch die Kalzinierung von Kalkstein ($CaCO_3$). Sie bestehen zu ca. 13 % aus Emissionen aus der Stromerzeugung, 17 % aus der Wärmebereitstellung und die restlichen 70 % prozessbedingt durch die Entstehung von CO_2 aus der Kalzinierungsreaktion [106]. Der Strom wird in der Regel aus dem Netz bezogen. Wärme wird in heutigen Prozessen durch Verbrennung von Kohle (33,5 %), Gas (0,6 %), Biomasse (<0,1 %) und sonstige alternativen Brennstoffen (64,8 %) bereitgestellt. Die alternativen Brennstoffe bestehen zu 80 % aus Altreifen und anderen Industrieabfällen. Auch bei Umstellung auf fossilfreie Bezugsquellen von Strom und Wärme, würde die Zementherstellung großes Potenzial für fossilfreies CO_2 bieten.

Da in Zementwerken nicht ausreichend Abwärme für die Regeneration des Absorbens bei der Aminwäscheabscheidung produziert wird, muss diese extern bereitgestellt werden. Roussanaly et al. [100] vergleichen verschiedene Methoden zur Wärmebereitstellung durch beispielsweise einfache Gasverbrennung oder Dampfauskopplung in einem Dampfkraftwerksprozess mit gleichzeitiger Stromerzeugung. Die Untersuchung von Roussanaly et al. zeigt, dass die Eignung der Aminwäsche zur CO_2 Abtrennung in Zementwerken abhängig von der Wärmequelle ist. Am vielversprechendsten stellt sich das Calcium Looping Verfahren dar, welches u.A. von Anantharama et al. [107] und Diego et al. [102] analysiert wurde.

Stahlindustrie

Die Prozesse zur Stahlproduktion lassen sich in die Elektrostahlproduktion aus Stahlresten und die Produktion in Hüttenwerken mit angeschlossener Reduktion von Eisenerzen unterteilen. Da lediglich letzteres als Punktquelle für die CO_2-Abtrennung relevant ist, wird im Folgenden nur hierauf eingegangen.

Ein integriertes Hüttenwerk, wie es heute Stand der Technik ist, ist hochkomplex und zur Maximierung des Wirkungsgrades sind Stoff- und Wärmeströme intern verschaltet [108]. Die größten CO_2 Anteile im Prozess treten in den Abgasen des Hochofens auf, in dem die Reduktion des Eisenerzes stattfindet. Diese Abgase, auch Gichtgase genannt, werden in heutigen Anlagen wegen der brennbaren CO und H_2 Anteile, in das integrierte Kraftwerk geleitet, wo sie zur Strom und Wärmeproduktion verbrannt werden. Santos et al. [108] stellten einen modifizierten Prozess zur Stahlherstellung vor, der die CO_2 Abtrennung des Gichtgases integriert. Das Gichtgas wird hier zurück in den Hochofen geführt, wo die CO und H_2 Anteile zur Eisenreduktion genutzt werden können und der Koksbedarf reduziert werden kann, statt einer Verbrennung des Gichtgases im Kraftwerk. Bei der Rückführung des Gases kann das CO_2, welches in einer Konzentration von ca. 21 % vorliegt, durch eine Aminwäsche abgeschieden werden. Mit diesem Verfahren können ca. 40 % der CO_2-Emissionen im Vergleich zum Referenzwerk eingespart werden.

Auch das Carbon2Chem (C2C) Projekt beschäftigt sich mit der Abtrennung von CO_2 aus dem Hüttengas der Stahlherstellung mit anschließender Nutzung zur Synthese von Basischemikalien [109]. Im Rahmen des vom BMBF geförderten Projektes werden Demonstrationsanlagen aufgebaut und die Integration der neuen Prozessführung in den konventionellen Stahlherstellungsprozess erprobt [110]. Thyssenkrupp datiert die industrielle Anwendbarkeit auf ca. 2032 [109].

Zusätzlich zu der Möglichkeit der CO_2 Nutzung in der Stahlherstellung wird auch die Direktreduktion des Eisenerzes mit H_2 zur CO_2 Vermeidung verfolgt. In der Direktreduktion wird der im Eisenerz enthaltene Sauerstoff mit Hilfe von Wasserstoff als H_2O gebunden, anstatt mit Hilfe von Kohlenstoff als CO_2. Der dadurch entstehende Herstellungsprozess emittiert also kein prozessbedingtes CO_2 und besitzt durch den Einsatz von erneuerbar hergestelltem Wasserstoff und Wärme sogar das Potenzial für einen klimagasneutralen Betrieb [111]. Der beschriebene Prozess wurde schon von Voestalpine in den USA umgesetzt [112]. Auch Thyssenkrupp [113] und Salzgitter [114] vermeldeten die Ambition zur Umstellung der Stahlherstellung auf dieses Verfahren.

Chemie

Im Gegensatz zu den oben beschriebenen Industrieprozessen, die vornehmlich einheitliche Verfahren verwenden, ist die chemische Industrie extrem heterogen und unterscheidet sich an jedem Standort. Laut der E-PRTR Datenbank [97] sind der chemischen Industrie zwar hohe CO_2-Emissionen zuzuschreiben, aufgrund der hohen Komplexität und Verfahrensintegrationen an einem Standort ist es jedoch nicht möglich den Ursprung bestimmter Stoffströme zu erörtern. Beispielsweise wird im konventionellen Prozess zur Ammoniakherstellung Erdgas reformiert und anschließend die Kohlenstoffverbindungen in Form von CO und CO_2 abgetrennt, da sie nicht für die Ammoniaksynthese gebraucht werden. Die tatsächlich verfügbaren Mengen an CO_2 durch die Ammoniaksynthese sind in Deutschland jedoch sehr gering, da dieser Stoffstrom in der Praxis am Produktionsstandort in der Regel für die Ureaherstellung weiterverarbeitet wird [115].

Raffinerien

Auch Raffinerien besitzen ein hohes Gesamtpotenzial an CO_2 Emissionen, welches sich allerdings am Standort auf verschiedene Abgasströme verteilt. Kuramochi et al. [116] berichten, dass im weltweiten Durchschnitt ca. 60 % der Emissionen in Raffinerien in Brennöfen anfallen. Allerdings liegen die Emissionen in geringen Konzentrationen von 3 – 13 % vor [115]. Dies führt zu Kostenschätzungen, die über denen von anderen Industrieanwendungen liegen [117]. Auch fortschrittlicheren

Abtrennungsmethoden, wie Oxy-fuel oder Chemical Looping, wird nur begrenztes Potenzial zugeschrieben, welches auch nur bei neugebauten Raffinerien eingesetzt werden könnte [117].

Papier

Bei der Papierherstellung entstehen CO_2-Emissionen mit einem Potenzial zur wirtschaftlichen Abtrennung in der Zellstoffherstellung aus Holz [118], mit Abgaskonzentrationen von 7–20 % [115]. 2018 betrug die Zellstoffherstellung in Deutschland ca. 2,4 Mt. Dies entspricht etwa einem Zehntel des nationalen Gesamtproduktionsvolumens von Papier, Pappe und Karton [119].

Biogene Quellen

Biogene Kohlenstoffquellen für eine nachgeschaltete Kraftstoffsynthese umfassen mikrobielle Vergärungsprozesse und Vergasung von lignocellulosehaltiger Biomasse (beispielsweise Stroh oder Holz). Wobei letzterem Prozesspfad das untenstehende Kapitel 2.3.2 zum Thema Biokraftstoffe zweiter Generation gewidmet ist. In diesem Kapitel wird die CO_2 Abtrennung aus dem Biogasprozess näher beleuchtet.

Bei höheren auftretenden CO_2 Anteilen im Abgas, wie es bei Biogas der Fall ist (ca. 40 %), können auch andere Verfahren angewandt werden. Adsorptionsbasierte CO_2 Abtrennung ist für die Veredlung von Biogas zu Erdgas Stand der Technik und wird standardmäßig mit der Druckwechsel-Adsorption (engl. Pressure swing adsorption, PSA) durchgeführt [103, 104]. Alternativ steht die Temperaturwechsel-Adsorption (engl. Temperature swing adsorption, TSA) zur Verfügung, die aufgrund der längeren Zykluszeit durch die Erwärmung weniger attraktiv ist [101, S. 119].

Abscheidung aus der Luft

Generell ist die Abtrennung von CO_2 energieeffizienter, je höher dessen Konzentration in einem Gasgemisch ist. Dies bedeutet ein sehr energieintensives Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus der Luft [120]. Durch neueste Entwicklungen hat dieses Konzept jedoch in jüngster Zeit wieder an Bedeutung in der industriellen Landschaft gewonnen. Zur Abtrennung von CO_2 aus der Umgebungsluft wird ein Absorbensverfahren wie in der Aminwäsche verwendet. Neue Verfahrensführungen und Absorbensmaterialien erlauben einen Desorptionsprozess bei geringen Temperaturen von ca. 80 – -100 °C [121]. Wenn diese Wärme beispielsweise solargestützt in sonnenreichen Regionen bereitgestellt wird, reduziert dies die CO_2 Kosten drastisch. Fasihi et al. berichten ein Kostenreduktionspotenzial bis auf 50 €/t_{CO2} in 2050 [121].

2.2.2.1 CO_2 Potenziale und Abscheidungskosten

Abschließend werden die Potenziale bezüglich Menge und Kosten der verschiedenen CO_2-Quellen in Tabelle 2.5 gegenübergestellt. Die Emissionswerte stammen aus dem European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) der European Environmental Agency (EEA). Im E-PRTR sind alle CO_2-Emittenten mit mehr als 0,1 Mt_{CO2}/a aufgelistet, inklusive der jährlich emittierten CO_2 Menge, der Standortadresse und einer Kategorisierung nach industrieller Branche. In Tabelle 2.5 werden die CO_2-Gesamtemissionen von 2015, sowie die Anzahl der Quellen und die sich daraus ergebenden durchschnittlichen Emissionen pro Quelle, nach Industriebranche aufgeteilt, aufgetragen. Zusätzlich werden die korrespondierenden Abtrennungskosten und –Quoten mit den Literaturquellen angegeben. Aminwäsche mit MEAs dient als Vergleichsprozess, der für eine Nachrüstung im

mittelfristigen Zeithorizont bis 2030 geeignet ist. Langfristig wird die Möglichkeit zur Nutzung integrierter Verfahren vorausgesetzt.

Tabelle 2.5 zeigt, dass die mit Abstand größten Industriezweige in Bezug auf ihre CO_2-Emissionen die Stahlherstellung, die chemische Industrie, die Zementherstellung und Raffinerien sind. Auch diese wurden als potenzielle Quellen zur CO_2-Nutzung von unterschiedlichen Studien und Analysen betrachtet. Allein diese vier Industriezweige ergeben ein nutzbares CO_2-Potenzial von 59,6 Mt pro Jahr (unter Berücksichtigung der maximal Abtrennbaren Quoten).

2.2.3 Einbindungsmöglichkeiten der Power-to-Fuel Produktion in das bestehende Energiesystem

Bei der Einbindung in das bestehende Kraftstoffsystem ist es unerlässlich die Vor- und Nachteile der Elektrokraftstoffherstellung zu beachten und möglichst durch eine symbiotische Einbindung das Potenzial zur Defossilisierung auszuschöpfen. Die Einbindungsmöglichkeiten werden in die vier Konzepte aus Abbildung 2.10 eingeteilt. Eine ähnliche Aufteilung von Integrationskonzepten wird in der Studie von Christensen und Petrenko [10, S. 4] verwendet.

Eine weiterführende Gegenüberstellung von Produktionskosten unter verschiedenen Produktionsbedingungen wird in Kapitel 2.2.4 durchgeführt.

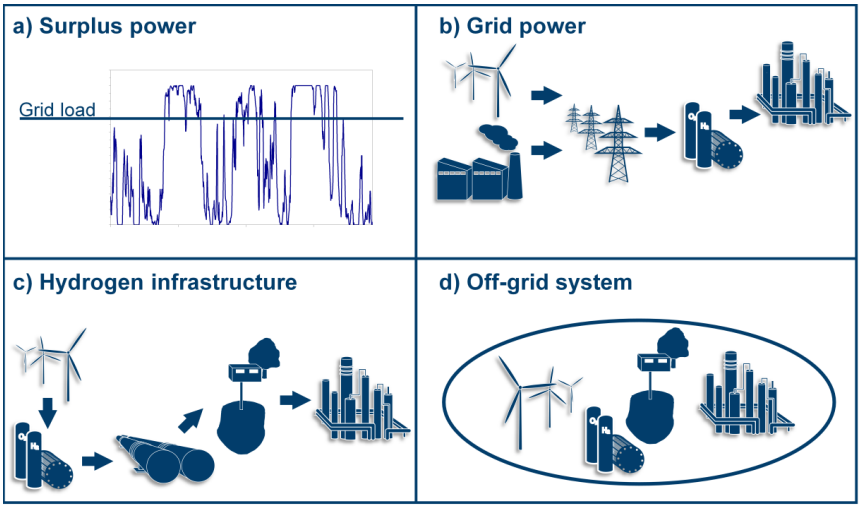


Abbildung 2.10: Schematische Darstellung der möglichen Implementierungsstrategien von PtF-Anlagen

Tabelle 2.5: **Aktuelle Mengen an CO2 Emissionen an industriellen Standorten (Stand 2015) [97] und entsprechende Potenziale für die CO2-Abtrennung und -Nutzung**

CO_2 Source types	Aktuell (2015)			Mittelfristig (2030)		Langfristig (2050)		Literatur
	Gesamt-menge CO_2	Anzahl der Quellen	Durchschnittl. Menge	Bereitstellungs-kosten	Max. Abscheidungs-rate	Bereitstellungs-kosten	Max. Abscheidungs-rate	
	[Mt_{CO2}/a]	[-]	[Mt_{CO2}/a/Quelle]	[€/t]		[€/t]		
Zucker	1,00	7	0,14	-	-	-	-	-
Papier	7,98	25	0,32	40	90 %	30	90 %	[122]
Abfallwirtschaft	19,06	67	0,28	-	-	-	-	-
Chemische Industrie	29,41	39	0,75	-	-	20–40	ca. 40 %	[122]
- davon Ammoniak				-	-	20–25	100 %	[116, 122]
Bergbau	1,00	5	0,20	-	-	-	-	-
Zement	25,80	50	0,52	70–150	90 %	30–50	90 %	[123-125]
Glas	1,05	7	0,15	-	-	-	-	-
Stahlherstellung	32,19	19	1,69	50–70	40 %	30–60	40 %	[11, 108, 123]
Aluminium	1,65	8	0,21	-	-	-	-	-
Raffinerien	23,51	17	1,38	60–140	50 %	30–90	50 %	[117, 123]
Weitere Energiewirtschaft	6,34	6	1,06	-		-	-	-
Andere	0,46	2	0,23	-	-	-	-	-
Biogas	11,90	Ca. 9000	0,0013	71–101	Ca. 100 %	-	-	[87, 126]
Luftabscheidung	-	-	-	222–480	-	40–80	-	[121, 126-129]

Im Folgenden werden die Konzepte erklärt und diskutiert.

a) Nutzung von Stromüberschuss erneuerbarer Energien

In diesem Integrationskonzept wird der überschüssige Strom, der im sonst Netzbetrieb abgeregelt wird, als Ausgangsenergie für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe verwendet. Selbst bei den heutigen installierten Kapazitäten an erneuerbaren Stromerzeugern werden zu Zeiten eines hohen Stromangebots Windenergieanlagen abgeschaltet, um das Netz stabil zu halten [130]. Flachsbarth und Kasten [15] haben die aktuell abgeregelten Strommengen als Ausgangsenergie für den Betrieb von PtF Anlagen betrachtet. Durch eine geringe Auslastung der installierten Elektrolyseurleistungen werden hohe Produktionskosten erreicht, die von den Autoren als unwirtschaftlich bezeichnet wird. Die Studie zum Thema synthetische Kraftstoffe von Agora Verkehrswende [13] plädiert für eine hohe Volllaststundenzahl, um eine wirtschaftliche Produktion von Elektrokraftstoffen zu erreichen.

b) Konstanter Elektrolyseurbetrieb durch Netzstrom

Durch die Verwendung von Netzstrom statt dem unbeständig verfügbaren Strom aus EE können höhere Volllaststundenzahlen und niedrigere Produktionskosten erreicht werden. Beispielsweise die Dresdener Firma sunfire [63] verfolgt dieses Konzept für die Integration ihres PtF-Systems mit einem Hochtemperaturelektrolyseur. Sobald ein Elektrolyseur zu einer konstanten Last im Netz wird, verliert das PtF-Konzept jedoch den Status als Konzept zur Stromspeicherung. Konstante Lasten werden heutzutage hauptsächlich mit kohlebefeuerten Kraftwerken gedeckt. Auch für die zukünftige Entwicklung werden flexible Stromabnehmer eher den weiteren Ausbau von EE begünstigen können. Durch den Anteil fossiler Stromerzeuger im Stromnetz muss in der Produktionskette dem Elektrokraftstoff auch ein CO_2 Fußabdruck zugerechnet werden. Das CO_2 Verminderungspotenzial von PtF-Kraftstoffen durch konstanten Netzstrombezug wird in der Studie von Christensen und Petrenko [10, S. 4] für das Jahr 2030 mit 30 % gegenüber konventionellen Kraftstoffen beziffert. Im Vergleich dazu besitzen die anderen Integrationskonzepte Potenziale von 72–99 %. In einer Studie von Hank et al. [131] werden Power-to-Methanol Systeme mit Netzanbindung mit konstanter Last und strompreisgetriebenem Betrieb gegenübergestellt. Dabei zeigt sich, dass der strompreisgetriebene Betrieb zu höheren Produktionskosten führt. Obwohl eine netzbetriebe PtF Anlagen als gutes Konzept für Demonstrationsanlagen angesehen werden kann, ist sie für die langfristige und dauerhafte Reduzierung von Treibhausgasen nur beschränkt geeignet.

c) Wasserstoffwirtschaft mit Verteilungsnetz

Eine langfristige und flächendeckende Defossilisierung ist nur durch eine umfassende Umstellung der Energie-, Haushalts- und Industriesektoren möglich. Ein Konzept dafür ist die Umsetzung einer Wasserstoffbasierten Wirtschaft, wie sie beispielsweise von Stolten et al. [132] vorgeschlagen wird. Bei sehr hohen Anteilen regenerativer Stromerzeuger im Strommix kann die Elektrolyse als großskalige Technologie zur Stromspeicherung in Form von Wasserstoff dienen. Der Wasserstoff kann unter Druck in Salzkavernen gespeichert werden [133] und wird bei Bedarf in einem Pipelinesystem verteilt und verwendet. Anwendungsbeispiele sind Rückverstromung in Brennstoffzellen [134], Entschwefelung in Raffinerien [135], Direktreduktion von Eisenerz zur Stahlherstellung [136, 137] oder als Edukt für die Synthese von Chemikalien oder Energieträgern in Verbindung mit CO_2. Diese Einbindung in Verbindung mit einer Umstellung des Gesamtsystems verfügt sicherlich über die aussichtsreichsten Perspektiven für eine langfristige Defossilisierung. Da es bis zur Umstellung auf eine Wasserstoffwirtschaft jedoch

einige Zeit und Investitionsbereitschaft bedarf, wird Integrationskonzept d) als Brückentechnologie vorgestellt.

d) Inselsysteme mit EE-Erzeugung ausschließlich für PtF Anwendungen

In Anbetracht dessen, dass das aktuelle Energiesystem und der Energiemarkt nicht förderlich für die Integration von PtF Anlagen sind, wird ein Konzept vorgestellt, in dem die Anlage außerhalb dessen betrieben werden können. In Konzept d) werden PtF Anlagen als Inselsystem implementiert. Inselsysteme müssen aus allen notwendigen Komponenten zur Kraftstoffherstellung bestehen. Hierzu gehört ein erneuerbarer Stromerzeuger, eine Elektrolyseeinheit, eine H_2-Speichertechnologie, eine CO_2 Quelle und die Synthese Anlage. Außerdem sollte eine Möglichkeit zur Lagerung des Syntheseproduktes miteinbezogen werden. Vom Herstellungsstandort kann das Syntheseprodukt dann entweder als fertiger Kraftstoff an Tankstellen oder zur Veredelung an eine zentrale Raffinationsanlage geliefert werden. Diese Art der Systemintegration wird insbesondere von Studien verfolgt, die den Fokus auf globale Vorzugsregionen zur Erzeugung von EE richten. Hierzu zählen beispielsweise die Studien von Fasihi et al. [138] und Agora Verkehrswende [13]. Außerdem wurde ein Inselsystem von Hank et al. [131] analysiert und mit dem oben erwähnten Netzbetrieb verglichen.

2.2.4 Herstellungskosten von Elektrokraftstoffen

Eine Vielzahl von Veröffentlichungen und Studien haben sich mit der Wirtschaftlichkeit der Elektrokraftstoffproduktion auseinandergesetzt. Es zeigt sich, dass der überwiegende Anteil der Produktionskosten auf die Wasserstoffgewinnung, sprich Strom- und Elektrolyseurkosten, zurückzuführen ist [92]. Die Kosten der Syntheseanlage machen einen so kleinen Teil der Produktionskosten aus, dass es sich lohnt höhere Investitionskosten der Syntheseanlage zu Gunsten von höheren Wirkungsgraden in Kauf zu nehmen [92].

Eine Vielzahl an aktuellen Studien und Veröffentlichungen befasst sich mit der Produktion von Elektrokraftstoffen an globalen Standorten mit ausgezeichneten Voraussetzungen für günstige erneuerbare Stromerzeugung. Diese werden auch als Vorzugsregionen bezeichnet.

Flachsbarth und Kasten [15] haben in einer Studie die abgeregelten Energiemengen aus dem Jahre 2015 als Ausgangsenergie für die Produktion von Kraftstoffen betrachtet. Es resultieren Kosten von 63 – 120 €/MWh (0,56 – 1,07 €/l_{GE}[4]) zur Produktion von Methan bei angenommenen 3.000 h Jahresbetrieb der Syntheseanlagen. Je nach Standort werden Elektrolyseurkapazitäten von 60 – 245 MW aufgebaut, wobei für die Standorte mit hohen Kapazitäten Volllaststundenzahlen von höchsten 1.000 h/a angegeben werden.

Die Studie von Agora Verkehrswende [13] weist ausdrücklich darauf hin, dass neben günstigen Stromkosten eine hohe Auslastung der Anlagen entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb von PtF Anlagen ist. Dies wird mit Produktionskosten synthetischer Kraftstoffe von ca. 20 – 30 ct/kWh (1,79 – 2,68 €/l_{GE}) für 2022 mit einem Reduktionspotenzial auf ca. 10 ct/kWh (0,89 €/l_{GE}) in 2050 bei 4.000 h/a beziffert. Mit voraussichtlichen Vollaststunden von bis zu 1.500 h/a bei einem EE-Anteil von 60 % im deutschen Strommix wird der Betrieb mit reinem Überschussstrom als unwirtschaftlich bewertet. Dies wird in einer Veröffentlichung von McDonagh et al. [139] bestätigt, die ein Strommarktmodell mit 25 – 60 % EE Anteil im Strommix analysiert haben.

[4] GE: Gasoline equivalent (32,2 MJ)

In einer Reihe von Veröffentlichungen haben Fasihi et al. [138] der Lapeenranta University globale Potenziale an EE zur Herstellung von PtL Kraftstoffen untersucht. An optimalen Standorten für EE wie Patagonien können demnach Volllaststunden von bis zu 6.500 h/a erreicht werden. Dies entspricht Produktionskosten von 0,69 €/l_{GE} über die FT-Synthese.

Aufbauend auf die Studie von Fasihi et al. [138] werden auch in der Kraftstoffstudie der Dena [11, S. 101ff] FT-Kraftstoffkosten aus der MENA Region (Middle East and Northern Africa) berechnet. Inklusive der CO_2 Bereitstellung durch Luftabscheidung werden Kosten von 0,99 – 1,08 €/l_{GE} für das Referenzjahr 2050 genannt. Im Vergleich liegen die berechneten Kosten bei gleicher Herstellung in der EU für 2050 bei 2,15 – 2,33 €/l_{GE} [11, S. 96]. Durch die geringen Kosten zur Kraftstoffbereitstellung in der MENA Region werden Kosten für die mobile Energiebereitstellung in Pkws von unter 5 Cent/km bestimmt, welche im gleichen Bereich mit denen für BEVs und FCEVs liegen [11, S. 103].

In der gemeinsam durchgeführten Kraftstoffstudie mit Autoren von Ford, dem KIT, Innogy und der FVV [140] werden in einem Minimal- und einem Maximalkostenszenario die Kosten für die Bereitstellung von Energie für den Straßenverkehr berechnet. Wasserstoffgestehungskosten werden bei Produktion in Deutschland (Maximalkosten) mit 0,22 €/kWh (1,97 €/l_{GE}) und bei der Produktion in der MENA-Region mit 0,08 €/kWh (0,72 €/l_{GE}) beziffert. Entsprechend liegen die Produktionskosten von Methanol bei 0,10 – 0,27 €/kWh (0,89 – 2,42 €/l_{GE}) und von FT-Kraftstoffen bei 0,12 – 0,32 €/kWh (1,07 – 2,86 €/l_{GE}).

In der Veröffentlichung von Hank et al. [131] wurden insgesamt 12 Betriebskonzepte zur Herstellung von strombasierten Methanol verglichen. Dabei wurden netz- und als Inselsystem betriebene Systeme mit verschiedenen Speicher- und Netzentgeltkonzepten und zwei CO_2 Quellen kombiniert. Da sich die angenommen CO_2 Kosten kaum unterscheiden, werden hier die Herstellungskosten in dem Szenario mit 0 €/t_{CO2} vorgestellt. Bei vollem Netzentgelt produzieren die netzbetriebenen Anlagen unter konstanter Last 1.284 €/t_{MeOH} (2,08 €/l_{GE}) und bei reduzierter Last zur Stromkostensenkung zu 1.449 €/t_{MeOH} (2,34 €/l_{GE}). Durch eine angenommene Reduktion des Netzentgelts sinken diese Kosten entsprechend auf 608 €/t_{MeOH} (0,98 €/l_{GE}) und 778 €/t_{MeOH} (1267 €/l_{GE}). In den Inselbetrieb-Szenarien kommen die Elektrolyseure auf Volllaststundenzahlen von 3585 – 3896 h/a. Daraus ergeben sich Herstellungskosten von 1.028 €/t_{MeOH} (1,66 €/l_{GE}) mit kleinem und 1.067 €/t_{MeOH} (1,73 €/l_{GE}) mit großem H_2-Speicher.

Eine Studie des IWES [14, S. 30] hat die mittel- (2030) und langfristigen (2050) Kostenpotenziale für die Herstellung von PtL Kraftstoffen in globalen Vorteilsregionen ermittelt. Die Kraftstoffgestehungskosten betragen 152,5 €/MWh (1,37 €/l_{GE}) für 2030 und 116,6 €/MWh (1,05 €/l_{GE}) für 2050. Die Kosten beinhalten CO_2 Abscheidung aus der Umgebungsluft durch Niedertemperaturwärme, angelehnt an das Verfahren von Climeworks [14]. Als Referenz werden Kraftstoffgestehungskosten durch Offshore Windenergie in Norddeutschland von 262,1 €/MWh (2,34 €/l_{GE}) für 2030 und 191,7 €/MWh (1,72 €/l_{GE}) für 2050 genannt. Die Kosten reduzieren sich auf 221,4 €/MWh (1,98 €/l_{GE}) bzw. 176,2 €/MWh (1,57 €/l_{GE}), bei einer vorhandenen CO_2 Punktquelle.

In der Veröffentlichung von Runge et al. [141] wird ein Modell vorgestellt und untersucht, welches die PtF-Kraftstoffherstellungskosten auf Basis verschiedener zeitlichen Strompreisverteilung im Betrachtungsjahr 2035 berechnet. Die Strompreisverteilungen stammen aus einem wirtschaftlichen Mehrebenen-Gleichgewichtsmodell von Grimm et al. [142-144] und betrachten eine Zukunftsentwicklung entsprechend des Netzentwicklungsplans Strom 2030 [145]. Der Entwicklung liegt ein Szenario zugrunde, dass die Ziele der Energiewende in Deutschland verfolgt werden, was

einen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten von 89 GW in 2014 auf 175 GW in 2035 mit sich zieht [145]. Die Strompreisverteilungen geben an mit welchem zeitlichen Anteil ein bestimmter Strompreis vorliegt. Es werden eine deutschlandweit einheitliche Strompreisverteilung und die Strompreisverteilungen einzelner Bundesländer als Knotenpunkt des deutschlandweiten Modells bestimmt. Für die Strompreisverteilung auf Bundeslandebene werden Niedersachsen und Baden-Württemberg herangezogen. Dabei repräsentiert Niedersachsen, durch die guten Standortbedingungen zur Produktion von Windstrom, ein Bundesland mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien im Strommix. Die Stromerzeugung in Baden-Württemberg hingegen wird zum größeren Teil durch konventionelle Kraftwerke durchgeführt [145]. Als Produktionsvolumen von Elektrostoffen wird die Versorgung von 100 Tankstellen, entsprechend einer Energiemenge von 4,38 PJ, vorgegeben. Diese Menge nimmt einen Anteil von 0,6 % des Stromverbrauchs in Deutschland ein, woraus geschlossen wird, dass Rückkopplungseffekte auf den Strompreis zu vernachlässigen sind. Für das deutschlandweite Einheitspreis-Modell werden Herstellungskosten (an der Syntheseanlage) von 1,31 €/l_{GE} für FT-Kraftstoff und 0,88 €/l_{GE} für Methanol angegeben. Mit der Strompreisverteilung für Niedersachsen können hingegen Herstellungskosten 0,86 €/l_{GE} für FT-Kraftstoff und 0,52 €/l_{GE} erreicht werden.

2.2.5 Marktentwicklung synthetischer Kraftstoffe

Wie in Tabelle 2.1 dargestellt, beschäftigen sich einige Studien mit der Bereitstellung und der Marktentwicklung synthetischer Kraftstoffe. Die wichtigsten Erkenntnisse dieser Studien werden im Folgenden näher beschrieben.

ICCT

In der Studie vom ICCT [10] werden EU-weite Marktentwicklungen von Elektrokraftstoffen unter verschiedenen Szenarien betrachtet. Dazu wird ein Marktmodell erstellt, das die Produktionskosten von 2018 bis 2040 berechnet und durch einen Vergleich mit angenommenen Dieselkraftstoffentwicklungen (vor Steuern) das jährliche Produktionsvolumen prognostiziert. Es werden vier Szenarien für die unterschiedlichen Systemintegrationsansätze (Überschussstrom, Inselsystem, EE aus Bezugsverträgen, Netzstrom) herangezogen. Jedem Szenario wird ein entsprechender Strompreis, eine Anlagenauslastung und ein CO_2 Reduktionspotenzial zugeordnet. Zusätzlich wird die Auswirkung von verschiedenen Förderhöhen zwischen 0,75–1,50 €/l auf die Marktverbreitung der synthetischen Kraftstoffe untersucht. Die Systemintegration durch Inselbetrieb und EE aus Bezugsverträgen erweisen sich für die Verbreitung der Kraftstoffe als vorteilhaft. In den Szenarien mit Überschussstrom- und Netzstrombezug werden signifikant kleinere Marktanteile von Elektrokraftstoffen bestimmt. Bei maximaler Förderhöhe entwickeln sich die jährlichen Produktionen auf ca. 1600 mio. Liter im Jahr für Inselsysteme bzw. 8400 mio. Liter im Jahr für EE aus Bezugsverträgen in 2040. Durch Förderhöhen von 0,75 €/l resultieren laut der Studie Produktionsmengen von ca. 230 bzw. 600 mio. Litern.

Da als Referenzwert der Dieselkraftstoffpreis ohne Steuern angenommen wird, wäre die benannte „Förderung“ mit einem Steuererlass gleichzusetzen. Bei einem Dieselpreis an der Tankstelle von 1,36 €/l betragen die steuerlichen Abgaben aktuell rund 70 Cent [146].

Dena

In der E-Fuels Studie der deutschen Energieagentur (dena) [11] wurde der Bedarf an synthetischen Kraftstoffen in der EU zur Erreichung einer bestimmten CO_2 Reduktion unter vier verschiedenen Szenarien betrachtet. Darauf basierend werden Gesamtinvestitionskosten für die Umsetzung der Szenarien gegeben. Die vier Szenarien bestehen aus unterschiedlichen Annahmen für Zusammensetzung an Fahrzeugtechnologien (PtL, PtG, eDrives), Gesamtverkehrsleistung (high, low) und CO_2 Reduktionsziel (-80 %, -95 %). Die Ergebnisse für den Elektrokraftstoffbedarf mit den korrespondierenden Anlagenkapazitäten sind in Tabelle 2.6 aufgeführt. Es ist zu erkennen, dass die reinen PtL Szenarien enorme Mengen an Kraftstoff benötigen und deren Umsetzung mit einem sehr hohen Aufwand verbunden ist. Durch eine höhere Verbreitung von elektrischen Antriebstechnologien kann der Bedarf an Kraftstoffen auf ca. die Hälfte reduziert werden. Die Notwendigkeit der PtF Technologie für die Defossilisierung des Flug- und Güterverkehrs wird dennoch hervorgehoben.

Tabelle 2.6: Szenarienergebnisse aus E-Fuels Studie der dena [11]

	PtL/High/-80 %$_{CO2}$		**PtL/Low/-95 %$_{CO2}$**		**PtG/Low/-95 %$_{CO2}$**		**eDrives/Low/-95 %$_{CO2}$**	
	2030 in PJ	2050 in PJ	2030 in PJ	2050 in PJ	2030 in PJ	2050 in PJ	2030 in PJ	2050 in PJ
Fossil	11.489	419	11.474	446	9.456	253	10.863	331
PtF	5.121	14.991	2.295	10.647	1.235	4.610	1.238	5.016
Methane	217	626	181	522	2.482	3.908	130	522

PtX Roadmap

Die Studie „International Aspects of a Power-to-X Roadmap" [12], in Auftrag gegeben vom Weltenergierat Deutschland und durchgeführt von Frontier Economics, beschäftigt sich mit der Umsetzung eines globalen PtX-Marktes. In der Studie werden Länder mit hohem Potenzial für günstige Bereitstellung von erneuerbarem Strom als mögliche Marktakteure identifiziert und eingeordnet. Beispielsweise ist in Norwegen nicht nur das Potenzial für wirtschaftliche PtX-Produktion gegeben, es gibt auch schon Pläne für Demonstrationsprojekte und die nationale Politik verfolgt das Thema. In einigen Ländern sind zwar vorteilhafte Produktionsbedingungen gegeben und von europäischer Seite aus gibt es politische Bestrebungen PtX-Produktionskapazitäten aufzubauen, jedoch fehlen die nationalen Bestrebungen und geeignete Rahmenbedingungen. Hierzu gehören beispielsweise Marokko oder Saudi Arabien. Wiederum andere Länder, wie beispielsweise Chile, besitzen ein hohes Potenzial, haben bisher aber noch keine öffentlichkeitswirksamen Bestrebungen in Richtung der PtX-Technologien.

In der Studie werden Investitionen, Marktanreize (inkl. Politischer Maßnahmen) und Technologien als die drei Grundpfeiler für die erfolgreiche Einrichtung eines globalen PtX-Marktes identifiziert. Bei Einrichtung passender regulatorischer Rahmenbedingungen bis 2023 wird ein Aufbau von über 10 GW PtL-Produktionskapazität als möglich erachtet. Als Bedingung für den weiteren Ausbau wird die Standardisierung von Komponenten der PtL-Systeme, verbunden mit Massenanfertigung, genannt [12, S. 78]. Die Schlüsselrolle der Elektrolyseurtechnologie wird an dieser Stelle hervorgehoben. Dies ermöglicht den Ausbau von H_2-Transportinfrastrukturen bis 2035, wodurch die global Installierte PtL-Leistung bis 2040 auf über 100 GW steigen kann.

2.3 Biokraftstoffe

Teile dieses Unterkapitels wurden in einer im Rahmen dieser Arbeit angefertigten Masterarbeit erarbeitet [147].

Es gibt mehrere Definitionen für Biomasse. Laut der Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor wird unter Biomasse, „der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten“ verstanden [148]. Jedoch kann die Biomasse im Allgemeinen als eine erneuerbare Energiequelle bestehend aus Kohlenstoff, Wasserstoff, Sauerstoff und Spuren von Stickstoff sowie Mineralien gesehen werden [149]. Es wird grundsätzlich zwischen Biokraftstoffen der ersten und der zweiten Generation unterschieden. Wobei zu beachten ist, dass diese Abgrenzung in keinem offiziellen Regelwerk definiert ist. Die aktuelle Nutzungsstruktur von erneuerbaren Energiequellen im deutschen Verkehrssektor wird in Abbildung 2.11 dargestellt. In den Abschnitten 2.3.1 und 2.3.2 werden technische und ökonomische Aspekte von Biokraftstoffen erster bzw. zweiter Generation vorgestellt. Abschnitt 2.3.3 beinhaltet Literatur zu den Nutzungspotenzialen von Biomasse.

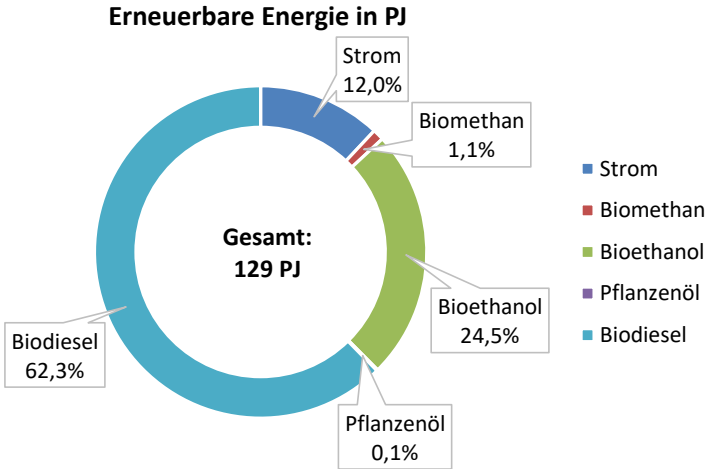


Abbildung 2.11: Erneuerbare Energien im deutschen Verkehrssektor [150]

2.3.1 Biokraftstoffe erster Generation

Biokraftstoffe erster Generation werden zumeist dadurch charakterisiert, dass nur die Frucht als zucker-, stärke- oder ölhaltigen Pflanzenteil als Energiequelle verwendet wird. Diese Früchte stehen in der Regel auch in Konkurrenz zur Nahrungsmittelindustrie. Daher entspringt die sogenannte „Tank oder Teller“-Debatte, die eine Nutzung solcher Pflanzen als Energiequelle statt als Nahrungsmittel ethisch in Frage stellt [151]. Biokraftstoffe der ersten Generation umfassen hauptsächlich reines Pflanzenöl oder Biodiesel aus pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten, sowie Bioethanol auf der Basis von zucker- und stärkehaltigen Pflanzenbestandteilen [152]. Die angewandten Verfahren und Produkte sind zumeist kommerziell etabliert. Es folgt eine Übersicht gängiger Verfahren.

Pflanzenöl und Biodiesel

Pflanzenöle bestehen aus Estern langkettiger Fettsäuren, die durch Heiß- oder Kaltpressung ölhaltiger Pflanzen hergestellt werden. In Deutschland wird zum größten Teil Raps als Rohstoff bei der Herstellung von Pflanzenölen eingesetzt [152]. Auf globaler Ebene stammt der größte Teil des produzierten Pflanzenöls für energetische Zwecke aus Palmöl. Aufgrund seiner nachteilhaften technischen Eigenschaften, insbesondere der hohen Viskosität und geringen Cetanzahl (Zündwilligkeit), kann reines Pflanzenöl erst nach Anpassungsmaßnahmen und Modifikationen des Motors als Dieselkraftstoff verwendet werden, was zu relativ hohen Kosten führt.

Aus diesem Grund wird Pflanzenöl vor der Nutzung im Verkehrssektor zum größten Teil zu Biodiesel (FAME) oder zu Hydrierten Pflanzenölen (HVO, siehe 2.3.2) weiterverarbeitet. Die Herstellung von Biodiesel erfolgt durch die Umesterung von Pflanzenöl mit Methanol in Anwesenheit eines Katalysators bei einer Temperatur von 50 bis 80 °C. Der dadurch entstehende Methylester weist abhängig vom Einsatzstoff leicht unterschiedliche chemische Eigenschaften auf. Als Nebenprodukt der Synthese entsteht der mehrwertige Alkohol Glycerin, welches in diversen Bereichen Anwendung findet [153]. Im Jahr 2016 wurden weltweit ca. 11,6 Mio. Tonnen an Biodiesel produziert, wobei Deutschland mit ca. 3 Mio. Tonnen der größte Hersteller war [154].

Hydrierte Pflanzenöle

Pflanzenöle, die durch ein Hydrierungsverfahren veredelt werden, werden als hydrierte Pflanzenöle (engl. Hydrotreated vegetable oils, kurz HVO) bezeichnet. Im Hydrierprozess werden die Fettsäuren unter Zufuhr von Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe umgewandelt [155]. Durch eine hauptsächlich langkettige alkanische Produktzusammensetzung, wird das Verfahren im Wesentlichen zur Herstellung von Dieselkraftstoff eingesetzt, dessen internationale Normvorschriften es erfüllt [156]. Ausgangsstoff für HVOs erster Generation ist zum größten Teil Raps- oder Sonnenblumenöl. Durch den Veredelungsprozess können auch Öle niedriger Qualität, wie Abfallstofföle und –Tierfette, für die Produktion von normgerechten Diesel verwendet werden [157]. Das Produkt kann damit als ein Biokraftstoff zweiter Generation bezeichnet werden. Zusätzlich können noch schnellwachsende Öle, die nicht in Konkurrenz mit der Nahrungsmittelversorgung stehen verwendet werden, wie Jatropha- oder Algenöl [158]. Hierbei wird oft von Biokraftstoffen dritter Generation gesprochen [149].

Für die Produktion von einer Tonne HVOs werden ca. 1,2 t Pflanzenöl und 43 kg Wasserstoff benötigt [19, S. 45]. Mit einer jährlichen Produktionskapazität von 2,7 mio. t ist das Unternehmen Neste Oyj der größte Hersteller von HVOs weltweit. Im sogenannten „NEXBTL“ Verfahren können Öle aus Anbaubiomasse, sowie Abfallstoffen verarbeitet werden [159].

Bioethanol

Bioethanol wird durch Fermentation von stärke- oder zuckerhaltigen Pflanzenbestandteilen, wie Getreide oder Zuckerrüben hergestellt. Die Glukose wird bei Zugabe von Hefe oder anderen Mikroorganismen in einem anaeroben Prozess vergärt. Dabei entsteht ein Produkt aus den Hauptbestandteilen Ethanol und Kohlenstoffdioxid. Schließlich wird das Ethanol destillativ aufkonzentriert. Die restlichen Pflanzenbestandteilen können als Dünger bei der Futtermittelproduktion oder als Substrat in Biogasanlagen weiterverwendet werden [160].

2.3.2 Biokraftstoffe zweiter Generation

In einem Bericht der UNO werden Biokraftstoffe der zweiten Generation als lignocellulosehaltige Biomasse basierte Kraftstoffe beschrieben, die mittels fortgeschrittener technischer Prozesse hergestellt werden [161]. Entscheidend ist, dass in der zweiten Generation im Gegensatz zu der ersten die ganzen Pflanzen bzw. das gesamte lignocellulosehaltige Material verwertet werden kann. Somit umfassen die eingesetzten Rohstoffe sowohl Reste aus der Lebensmittelindustrie sowie andere nicht essbare Pflanzen als auch Grünabfälle wie Stroh und Restholz. Dadurch stehen sie nicht im Wettbewerb mit der Lebensmittelindustrie und versprechen höhere flächenspezifische Erträge.

Die Herstellungsverfahren der Biokraftstoffe zweiter Generation werden in thermochemische und biochemische Verfahren unterteilt [162]. In Abbildung 2.12 sind die möglichen Produktionspfade zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation aufgezeigt. Die thermochemische Route umfasst die Pyrolyse oder Verflüssigung und die Vergasung mit Bio-Öl bzw. Synthesegas als Zwischenprodukt, während die biochemische Route über die Hydrolyse der lignocellulosehaltigen Biomasse zu Zuckermonomeren als Zwischenprodukt läuft. Im Folgenden werden einzelne Produktionspfade der Biokraftstoffe zweiter Generation vorgestellt.

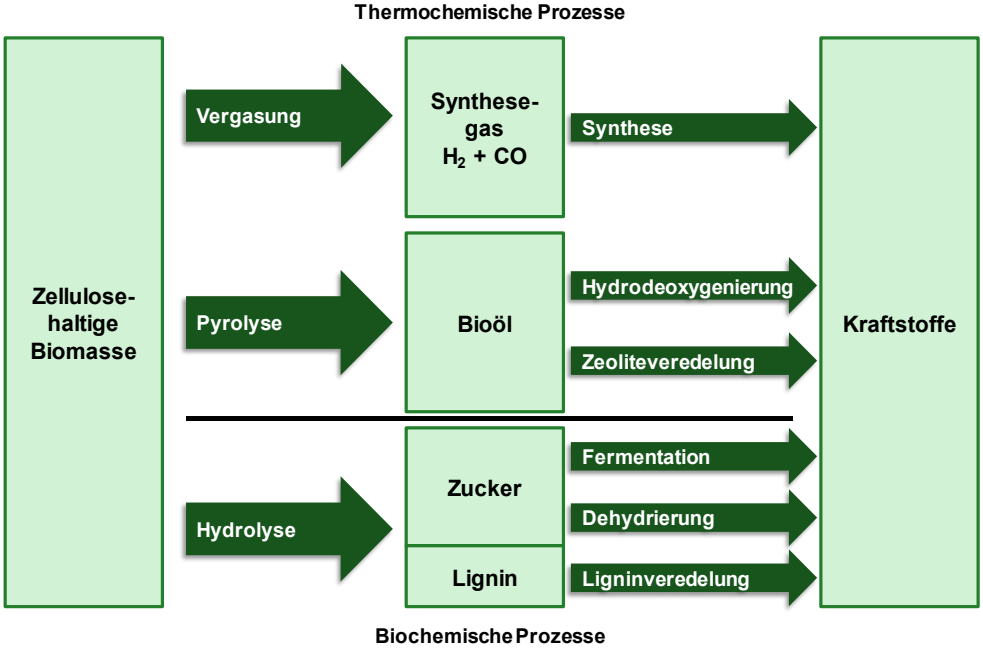


Abbildung 2.12: Produktionspfade zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation nach Huber [163]

2.3.2.1 Hydrolyse Verfahren

Bei der Hydrolyse werden hoch entwickelte Enzyme, die die Hemicellulose und Lignocellulose der holzartigen Biomasse in Zucker umwandeln können, eingesetzt. Anschließend erfolgt die Umsetzung des Zuckers entweder über Fermentation zu Ethanol, über Dehydrierung zu aromatischen Kohlenwasserstoffen oder durch wässrige Verfahren zu flüssigen Alkanen oder Wasserstoff. Außerdem können die bei der Hydrolyse anfallenden Ligninreste zu Benzin umgesetzt werden. In ihrem Patent beschreiben Shabtai et al. [164] einen Prozess zur Umwandlung von Lignin in ein oxygeniertes Benzin

mit hoher Oktanzahl. Die Prozessentwicklung befindet sich aber noch in der experimentellen Phase [164].

2.3.2.2 Pyrolyse- und Verflüssigungsverfahren

Die Umwandlung von zellulosehaltiger Biomasse in Bioöle geschieht über Pyrolyse oder Verflüssigungsverfahren. Durch die Einstellung der Prozessbedingungen (Temperatur, Druck, Verweilzeit, Heizrate) kann die Produktzusammensetzung beispielsweise in Richtung fester oder flüssiger Bestandteile eingestellt werden. Die Pyrolyse wird unter Sauerstoffausschluss bei hohen Temperaturen, niedrigen Drücken und kurzen Verweilzeiten durchgeführt. Das dadurch entstehende gasförmige Produkt kann durch Abkühlung zu Pyrolyseöl kondensiert werden [163]. Bei der katalytischen Verflüssigung hingegen werden geringere Temperaturen, höhere Drücke und längere Verweilzeiten eingestellt. Das hierdurch entstehende Bioöl enthält weniger Sauerstoff und besitzt dadurch einen höheren Energiegehalt (ca. 34 MJ/kg) als das Pyrolyseöl (16-19 MJ/kg). Die Kraftstoffsynthese ausgehend von Bioölen erfolgt entweder über Hydrodeoxygenierung, bei der das Bioöl unter Druck mit Wasserstoff bei Temperaturen bis 600 °C zu Wasser und gesättigten C-C-Bindungen reagiert, oder über Zeolith-Veredlungsprozesse [153].

2.3.2.3 Vergasung

Die Biomassevergasung ist eine thermochemische Umwandlung von kohlenstoffhaltigen Rohmaterialien [165]. Die Vergasung besteht im Wesentlichen aus den Teilprozessen Pyrolyse, partielle Oxidation und Reduktion und wird in Anwesenheit von einem Vergasungsmittel durchgeführt [73, 166]. Dabei entsteht ein Synthesegas aus Kohlenstoffmonoxid (CO), Wasserstoff (H_2), Kohlenstoffdioxid (CO_2), Methan (CH_4), Wasserdampf, sowie Kohlenwasserstoffen wie Ethan und Propan bzw. Teer. Außerdem können Verunreinigungen wie Wasserstoffsulfid (H_2S) oder Salzsäure (HCl) oder inerte Gase wie Stickstoff (N_2), sowie andere Spurenelemente, entstehen. Die Zusammensetzung des entstehenden Synthesegases und dessen Energieinhalt hängen von der Art der eingesetzten Biomasse, der angewandten Vergasungstechnologie, den eingestellten Betriebsparametern sowie der Verweilzeit im Vergaser ab [165].

Zur Herstellung von Kraftstoffen wird das Synthesegas von Unreinheiten bereinigt und als Ausgangsstoff für einen Syntheseprozess verwendet. Ausgehend von H_2 und CO ist eine Vielzahl von Synthesen zu Verkehrskraftstoffen möglich. Im Folgenden sollen die in der Literatur prominent vertretenen Synthesepfade zur Herstellung von Methanol, Ethanol, DME und Methan sowie die Fischer-Tropsch-Synthese betrachtet werden [167]. Eine Gegenüberstellung der Synthesepfade via Biomassevergasung befindet sich in Unterkapitel 2.3.2.4.

Die Herstellung von Biokraftstoffen, ausgehend von der Biomassevergasung, erfordert eine besondere Qualitätsanforderung an das produzierte Synthesegas. Laut Clausen et al. [168] und Siedlecki et al. [169] soll ein für die Herstellung von Synthesegas geeigneter Vergaser folgende Eigenschaften besitzen:

- Flexibilität des Rohstoffeinsatzes bezüglich Größe und Zusammensetzung
- Skalierbarkeit
- Hohe Ausbeute an CO und H_2
- Geringer Gehalt an CH_4 und höheren Kohlenwasserstoffen (einschließlich Teer) im Produktgas

- Hohe Umwandlug der chemischen Energie, enthalten in der Biomasse, in das Synthesegas (hohe Kaltwirkungsgrad)

Die Haupttypen von Vergasern bei den Biomassevergasungsprozessen sind Festbettvergaser, Wirbelschichtvergaser und Flugstromvergaser. Sie unterscheiden sich in Ihrem Aufbau und der damit verbundenen Prozessführung und weisen dadurch andere Eigenschaften in Effizienz und Produktzusammensetzung auf. Die jeweiligen Anwendungsfälle entscheiden darüber, welcher Vergasertyp den effizientesten und ökonomischsten Betrieb anbietet.

Aufgrund von hohen Kohlenstoffumsetzungen und niedrigen Teergehalten im Produktgas sind Wirbelschicht- und Flugstromvergaser für die Herstellung von Biokraftstoffen im industriellen Maßstab (ca. 100 MW_{th}) am besten geeignet Siedlecki et al. [169]. Ferner besitzen Wirbelschichtvergaser eine höhere Flexibilität bezüglich der Qualität (Größe und Zusammensetzung) der eingesetzten Rohstoffe. Auch in kleineren Maßstäben bieten Wirbelschichtevergaser einen hohen Wirkungsgrad. Außerdem weisen allotherme Vergasungsprozesse bei Kapazitäten < 200 MW_{th} geringere Produktionskosten auf, da sie eine Einsparung an Kapitalkosten für die Biomassevorbehandlung und für die Sauerstoffherstellung in Luftzerlegungsanlagen ermöglichen [170]. Für BtL-Anlagen in größeren Maßstäben (bis zu 1000 MW_{th}) zeigen Flugstromvergaser aufgrund von hohen Kohlenstoffumsetzungen meist niedrigere Produktionskosten.

2.3.2.4 Synthesepfade

Das durch die Vergasung von Biomasse entstehende Synthesegas dient als ein vielseitig nutzbares Eduktgas in Bezug auf mögliche Synthesepfade zu Kraftstoffen und Chemikalien. Nach der Gasreinigung liegen bis auf geringfügige Verunreinigungen die Hauptkomponenten H_2 und CO in einem Verhältnis von ca. 1:1 vor [153, 171]. Je nach Synthesepfad wird jedoch ein H_2:CO Verhältnis von 2:1 bis 3:1 gefordert. Dies wird in der Regel durch die Umwandlung von CO in CO_2 durch die Wassergas-Shift-Reaktion erreicht.

Da im Rahmen dieser Arbeit eine Versorgung des Verkehrssektors mit Energieträgern betrachtet wird, werden auch die aufgeführten Syntheserouten auf die vielversprechendsten mit Hinblick auf die Verkehrskraftstoffproduktion beschränkt. Die in der Literatur prominentesten Synthesen sind die zu Methanol, DME, und Methan, sowie die Fischer-Tropsch-Synthese. Da diese auch als mögliche Verkehrskraftstoffe über die PtF-Route identifiziert wurden, ist eine gute Vergleichbarkeit der beiden Routen möglich. Im Folgenden werden die betrachteten Synthesen erläutert.

Methanol

Wie es auch bei der Methanolsynthese aus H_2 und CO_2 der Fall ist, ist die Herstellung von Methanol aus Synthesegas (im H_2:CO Verhältnis von 2:1 [149]) eine der unkompliziertesten und damit effizientesten Routen [149]. Die Reaktion verläuft nach Gleichung 2.13 [172]. Das kommerziell etablierte Verfahren zur Herstellung von Methanol ist das Niederdruckverfahren. Dieses wird mit Cu/ZnO-Katalysatoren bei 220 – 300 °C und 50 – 100 bar und isotherm durchgeführt [173, 174], wie beispielsweise bei dem siedewassergekühlten Niederdruck-Methanolverfahren von LURGI [175]. So werden hohe Produktreinheiten, sowie die Nutzung der Reaktionsabwärme in Form von Dampf ermöglicht [176]. Trotzdem kann es zu Nebenprodukten, wie beispielsweise Methan, höheren Alkoholen, oder Dimethylether kommen [163].

$$2CO + 4H_2 \rightleftarrows 2CH_3OH + CO_2 \qquad \Delta H_{298\,°C} = -246\frac{kJ}{mol} \qquad \text{Gleichung 2.13}$$

DME

DME kann sowohl direkt aus Synthesegas [177], als auch in zwei Schritten mit Methanol als Zwischenprodukt hergestellt werden [178]. In einem Reviewpaper berichten Sikarwar et al. [149], dass die Direktsynthese zu höheren Konversionsraten des Synthesegases führen. Dies liegt daran, dass die DME-Direktreaktion (Gleichung 2.14 und Gleichung 2.15) gleichzeitig mit der Methanolsynthese (Gleichung 2.13) und der Folgereaktion von Methanol zu DME (Gleichung 2.16) in einem Reaktor stattfinden kann.

$$3CO + 3H_2 \rightleftarrows CH_3OCH_3 + CO_2 \qquad \Delta H_{298\,°C} = -246\frac{kJ}{mol} \qquad \text{Gleichung 2.14}$$

$$2CO + 4H_2 \rightleftarrows CH_3OCH_3 + H_2O \qquad \Delta H_{298\,°C} = -205\frac{kJ}{mol} \qquad \text{Gleichung 2.15}$$

$$2CH_3OH \rightleftarrows CH_3OCH_3 + H_2O \qquad \Delta H_{298\,°C} = -23\frac{kJ}{mol} \qquad \text{Gleichung 2.16}$$

Methan

Die Synthese von Methan aus Synthesegas erfolgt über die in Gleichung 2.17 aufgeführte Hauptreaktion [179]. Durch das Verhältnis von H zu C Atomen im Methanmolekül benötigt die Synthese im Gegensatz zu den übrigen Synthesen ein H_2:CO von 3:1.

$$CO + 3H_2 \rightleftarrows CH_4 + H_2O \qquad \Delta H_{298\,°C} = -217\frac{kJ}{mol} \qquad \text{Gleichung 2.17}$$

Fischer-Tropsch

Die Ausführungen zur PtF-Fischer-Tropsch-Synthese aus 2.2.1.1 sind direkt auf die der Bioroute übertragbar, da auch im PtF-Pfad Synthesegas für die FT-Synthese verwendet wird. Im Fall der Biokraftstoffherstellung durch Vergasung ist keine Reverse-Wassergas-Shift-Reaktion (rWGS) zur Umwandlung von CO_2 in CO nötig, lediglich eine Anpassung des H_2:CO Verhältnisses im Synthesegas auf ca. 2. Hierdurch fallen die Wirkungsgradverluste durch die rWGS-Reaktion nicht an.

Vergleich

In Tabelle 2.7 werden abschließend die Wirkungsgrade der Syntheseprozesse gegenübergestellt. Die Anlagenwirkungsgrade der Biokraftstoffpfade enthalten den vollständigen Umwandlungsprozess von Biomasse hin zu dem synthetischen Kraftstoff. Als Wirkungsgrad für das Vergasungsverfahren wird ein einheitlicher Wert von $\eta_{Vergasung}$= 0,66 angesetzt, der aus der Verfahrensauslegung von Trippe [180] entnommen wird. Wie auch bei den PtF Synthesen sind die Methanol- und DME-Prozesse die mit den höchsten Wirkungsgraden. Insgesamt liegen Effizienzen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen von Biomasse und Strom als Ausgangsenergie auf einem ähnlichen Level.

Im Gegensatz zu PtF-Kraftstoffen überwiegen bei der Kraftstoffsynthese aus vergaster Biomasse die Anlageninvestitionen die Betriebskosten bei der Herstellungskostenzusammensetzung. Haarlemer et al. [181] berechnen Kosten von 1 – 1,4 €/l_{GE} für Anlagen mit 400 MW und Albrecht et al. 2,6 €/l_{GE} für kleinere Anlagen [92]. Millinger et al. [182] berichten, dass auch bis 2050 Biokraftstoffe erster Generation einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber denen zweiter Generation haben werden.

Demnach liegen BtL Kraftstoffe bei rund 1,29 €/l_{GE} in 2030 und 1,55 €/l_{GE} in 2050. Laut Neuling et al. betragen Herstellungskosten von BtL-Kerosin ca. 1,26 €/l_{GE} bzw. 0,79 €/l_{GE} aus jeweils Stroh und Anbaubiomasse [183].

Tabelle 2.7: Vergleich von Syntheseprozesse über die Bioroute

	Verhältnis H_2:CO	η_{Anlage}	Referenz
Methanol	2:1	55,7 %	[172, 184]
DME	2:1	54,9 %	[172, 184-186]
DME-to-Gasoline	1:1	33,0 %	[180]
Methan	3:1	52,8 %	[179]
FT-1 (Becker et al.)	2:1	49,3 %	[69]
FT-2 (König)	2:1	46,0 %	[70]
FT-3 (Schemme)	2:1	49,4 %	[71]

2.3.2.5 Bestehende Verfahrenskonzepte

In diesem Abschnitt werden einige schon existierende Verfahrenskonzepte vorgestellt.

Verfahrenskonzept nach Clausen [184]

Clausen et al. [184] haben in ihrer Veröffentlichung Methanol und DME-Produktion über eine direkte Synthese aus Synthesegas eingebunden und in verschiedenen Verfahrensführungen simuliert. Als Ausgangsstoff für die Kraftstoffherstellung dienen Holzchips, die vor der Vergasung in der Anlage getrocknet werden. Die beiden Synthesepfade werden mit zwei verfahrenstechnischen Konzepten kombiniert. Im Konzept mit einmaligem Durchlauf des Eduktstroms durch den Synthesereaktor werden die nicht umgesetzten energiehaltigen Edukte in einem Motor zur Stromherstellung verbrannt. Ein weiteres Konzept beinhaltet eine Rezirkulation der nicht reagierten Stoffe, um die Kraftstoffausbeute zu maximieren. Die berechneten Gesamtwirkungsgrade der Anlage liegen jeweils bei 53 % und 58 % für DME bzw. 51 % und 56 % für Methanol. Es ist zu beachten, dass bei der Anlagenauslegung mit dem einmaligen Durchlauf jeweils 6 Prozentpunkte der Outputleistung auf die Stromerzeugung fallen.

Black-Liquor-Gasification-to-Motor Fuels (BLGMF) [187-189]

Im von Chemrec entwickelten BLGMF-Verfahren wird die in der Papierindustrie anfallende Schwarzlauge als Rohstoff für die Herstellung von Verkehrskraftstoffen verwendet [187]. Dafür wird die vorgeheizte Schwarzlauge mit Sauerstoff in einem Flugstromvergaser bei ca. 1000 °C und 32 bar zu Synthesegas umgesetzt. Nach anschließender Abkühlung und Reinigung, sowie Aufbereitung, wird das Synthesegas katalytisch zu Methanol oder DME synthetisiert. Als Vergasungsnebenprodukt fällt Grünlauge an [188].

Nach der Inbetriebnahme einer Pilotanlage in Schweden mit einer Produktionskapazität von 5 t_{DME}/d aus 20 t Schwarzlauge pro Tag, plant Chemrec als nächstes mehrere Demonstrationsanlagen zur Herstellung von 150 Tonnen Methanol pro Tag [189]. In ihrer techno-ökonomischen Machbarkeitsstudie berichten Ekbom et al. [188, 189], dass das BLGMF-Konzept die Realisierung von kommerziellen Anlagen mit einer Kapazität von 1.183 t_{MeOH}/d einen energetischen Biomasse-zu-Methanol Wirkungsgrad von 55,6 % ermöglicht.

Enerkem [190, 191]

Enerkem ist der Entwickler eines Prozesses, bei dem das breite Spektrum an Rohstoffen aus Mülldeponien (z.B. Holzabfall, Haushalts- und Industrieabfall) zu Biokraftstoffen und Chemikalien weiterverarbeitet werden kann [190]. Bei dem Prozess wird der Rohstoff durch thermochemische Vergasung mit einem Sauerstoff/Luft-Gemisch in einem Wirbelschichtvergaser zu einem Synthesegas umgesetzt. Nach anschließender Reinigung und Konditionierung kann das Gas durch katalytische Synthese in Methanol oder Ethanol umgewandelt werden. Zusätzlich können die bei der Vergasung anfallenden festen Nebenprodukte als Baumaterial verwertet werden [190].

Enerkem betreibt seit 2015 in Kanada die weltweit erste kommerzielle Anlage (Enerkem Alberta Biofuels) zur Herstellung von Biokraftstoffen aus Deponieabfall. Diese Anlage produziert jährlich 38 Mio. Liter Methanol und Ethanol aus 100.000 t trockener nicht wiederverwertbaren und nicht kompostierbaren Siedlungsabfällen [191].

Bioliq Prozess [180, 192, 193]

Das vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) entwickelte Bioliq-Verfahren ist ein Prozess zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen und chemischen Grundprodukten aus trockener Biomasse. Zusätzlich werden Strom und Wärme produziert, um zur Deckung des Prozessenergiebedarfs beizutragen. Als Einsatzstoff wird hauptsächlich ungenutzte zellulosereiche Restbiomasse (z. B. Holz oder Stroh) eingesetzt. Da derartige Biomassearten geringe Energiedichten aufweisen und räumlich verteilt anfallen, sind sie mit hohen Transportkosten zu den Produktionsstandorten verbunden. Um diese Transportkosten zu reduzieren, wird im Bioliq-Konzept ein zweistufiges Verfahren eingesetzt: In der ersten Stufe wird die Biomasse in dezentralen Anlagen zu einem energiereicheren Pyrolyseöl, Biosyncrude genannt, aufgearbeitet. Dabei wird fein zerkleinerte und vorgetrocknete Biomasse unter Luftausschluss mit heißem Sand in einem Doppelschneckenreaktor auf 500 °C aufgeheizt und thermisch zersetzt (Schnellpyrolyse). Die dabei entstehenden heißen Dämpfe werden größtenteils zu einem Pyrolyseöl kondensiert und das restliche Brenngas wird zur Wärmebereitstellung verwendet. Schließlich werden der zurückgebliebene hoch poröse Koks und das Pyrolyseöl zum Biosyncrude zusammengemischt. Das Produkt (Slurry) enthält ca. 85 % der Energie des Einsatzstoffs und besitzt ca. ein Zehntel des Ausgangsvolumens. Zusätzlich zur höheren Energiedichte, und damit wirtschaftlicherem Transport, weist das Zwischenprodukt eine bessere Lagerungsstabilität auf.

Im zweiten Schritt findet die Weiterverarbeitung des Biosyncrudes in einer zentralen Großanlage statt. Dabei wird das Biosyncrude in einem Flugstromvergasung mit Sauerstoff bei hohen Betriebsdrücken bis 80 bar und Temperaturen bis 1200 °C zu einem teerfreien, methanarmen Synthesegas umgewandelt. Nach Reinigung und Konditionierung kann das Synthesegas zu Verkehrskraftstoffen synthetisiert werden. In einer Verfahrensbeschreibung des KITs werden energetische Wirkungsgrad von 61 % für die Methanol- und 44 % für die Benzinherstellung in Bezug auf die Brennstoffeingangsleistung genannt [194, 195]. In der techno-ökonomische Analyse zur Weiterentwicklung des Bioliq-Verfahrens berichtet Trippe von einem energetischen Wirkungsgrad von 33,5 % bei der Benzinherstellung [180].

Velocys Verfahrenskonzept [196, 197]

Velocys ist ein Unternehmen, welches in der Entwicklung von kleinen kommerziellen BtL-Anlagen spezialisiert ist und sich an Demonstrationsprojekten zur Herstellung von FT-Biokraftstoffen, am

Beispiel eines Projektes in Güssing (Österreich) in 2010, bewährt hat [196]. In ihrem Konzept wird hauptsächlich holzartige Restbiomasse aus der Forstwirtschaft als Rohstoff verwendet. Diese werden durch Vergasung zu Synthesegas überführt, welches nach Reinigung und Konditionierung zu einem Gemisch aus langkettigen Kohlenwasserstoffen mittels einer FT-Synthese umgesetzt wird [196].

Die Synthesetechnik wird durch die sogenannten Velocys FT-Mikrokanalreaktoren bereitgestellt [197]. Dadurch ist eine schnellere Wärmeabfuhr als in konventionellen FT-Reaktoren realisierbar, die zu einer effizienteren Katalysatoraktivität führt und somit eine höhere volumetrische Produktivität ermöglicht. Im Gegensatz zu konventionellen FT-Reaktoren, welche ab einer Kapazität von 30.000 Barrels pro Tag wirtschaftlich eingesetzt werden können, können die FT-Mikrokanalreaktoren schon mit geringeren Kapazitäten (ab ca. 1000 Barrels pro Tag [197]) wirtschaftlich betrieben werden. Dadurch sind sie speziell geeignet für Bioraffinerien, die Einsatzstoffe mit geringer Energiedichte wie Holz verwenden, um Kosten bezüglich langer Transportwege einzusparen. Derzeit plant Velocys die Konstruktion einer BtL-Anlage mit einer Kapazität ca. 90 mio. l/a FT-Biokraftstoffen ausgehend von holzartige Biomasse [198].

2.3.3 Potenziale

Die Biomassepotenziale werden im Folgenden aufgeteilt in die gesamte verfügbare Primärenergie und darauf aufbauend der Anteil, der für die Nutzung im Verkehrssektor zur Verfügung steht. Eine Diskrepanz dieser beiden Mengen entsteht durch Nutzungskonkurrenzen in anderen Sektoren. Diese besteht beispielsweise bei Holzresten zur Herstellung von Heizungspellets, sowie bei der Nutzung von Biogas zur Strom- oder Wärmebereitstellung. Da die vorliegende Arbeit den Verkehrssektor und keine weiteren Sektoren betrachtet, wird eine Abschätzung der verfügbaren Mengen anhand Literaturstudien vorgenommen.

2.3.3.1 Gesamtpotenziale biogener Primärenergie

Zunächst werden Studien gegenübergestellt, die das Gesamtpotenzial an energetisch nutzbarer Biomasse für Deutschland betrachten. Die Biomassearten werden in die folgenden Kategorien zusammengefasst:

- Holzartige Reststoffe (Wald-, Alt-, Industrierest-, Landschaftspflegeholz)
- Halmgutartige Reststoffe (Stroh, Heu)
- Feuchte Reststoffe (Gülle, Restgras, weitere Grünabfälle)
- Holzartige Anbaubiomasse (Kurzumtriebshölzer)
- Stärke-, Zucker oder Ölhaltige Anbaubiomasse (Energiepflanzen, z.B.Mais, Raps, Algen, …)

Da sich die unterschiedlichen Biomassetypen in ihrer chemischen Struktur und ihrem Energiegehalt stark unterscheiden, fallen auch deren mögliche Nutzungspfade unterschiedlich aus. Wie in Abbildung 2.12 dargestellt, teilen sich die Herstellungsmöglichkeiten in Thermochemische Prozesse (Vergasung mit anschließender Synthese) und Bio-chemische Prozesse (bspw. Vergärung zu Biogas oder Ethanol) auf. Holzartige und halmgutartige Reststoffe, sowie holzartige Anbaubiomasse, bestehen aus Lignozellulosestrukturen und sind daher zur Weiterverarbeitung durch thermochemische Prozesse in Energieträger geeignet. Feuchte Reststoffe dienen als Substrat zur Biogasherstellung durch anaerobe Vergärung. Stärke-, zucker- und ölhaltige Anbaubiomasse werden durch Fermentation (stärke- und zuckerhaltige) bzw. Umesterung oder Hydrierung in Biokraftstoffe erster Generation (2.3.1) umgewandelt.

Einige prominente Studien für die nationalen Biomassepotenziale sollen an dieser Stelle vorgestellt werden. Die daraus stammende Werte werden zur Übersicht in Tabelle 2.8 gegenübergestellt. Kaltschmitt et al. [199] haben eine Potenzialabschätzung für nicht genutzte Restbiomasse und Fläche für Anbaubiomasse vorgenommen. Dabei wurde je nach Biomasseart der Energiegehalt für thermochemische bzw. biochemische Umwandlung angegeben. Pfluger et al. [200] schätzen in ihrer Studie Biomassepotenziale unter Berücksichtigung von erhöhten Naturschutzaspekten ab. Auch in der Studie von Thrän et al. [201] wurden Naturschutz- und Nachhaltigkeitsaspekte betrachtet, um die maximalen nutzbaren Potenziale zu ermitteln.

Tabelle 2.8: Zusammenfassung der nationalen Biomassepotenziale aus unterschiedlichen Studien

		Reststoffe			Anbaubiomasse	
		Holzartige in PJ	Halmgut in PJ	Feucht in PJ	Holz in ha	Energie-pflanzen in PJ
Analyse von Kaltschmitt et al. [199]	2030	563	178-208	219-282	2,0	232-252
	2050	-	-	-	-	-
Basisszenario von Pfluger et al. [200]	2030	619	129	150	4,3	-
	2050	619	125	156	6,1	-
Naturschutzszenario Pfluger et al. [200]	2030	366	198	141	2,0	-
	2050	381	200	143	4,2	-
Analyse von Thrän et al. [201]	2030	679	110	113	3,0	-
	2050	-	-	-	-	-

Die angegebenen Potenziale unterscheiden sich nur geringfügig voneinander. In der Studie von Pflugner et al. [200] wird hingegen für das Szenario unter sehr strengen Naturschutzvorgaben ein deutlich reduziertes Potenzial gegenüber den anderen Studien angegeben.

2.3.3.2 Biogene Energie im Verkehrssektor

Aufgrund der Nutzungskonkurrenz von Biomasse in anderen Sektoren wie der Stromerzeugung, Wärmebereitstellung im Haushalt und als nicht-fossile Kohlenstoffquelle für die Chemieindustrie steht nur ein Teil der biogenen Primärenergie für die Kraftstoffherstellung zur Verfügung [202]. Im Folgenden werden Studien vorgestellt, die eine Abschätzung der Verfügbarkeit von Biokraftstoffen im zukünftigen Verkehrssektor vornehmen. Die Ergebnisse werden zur Veranschaulichung am Ende dieses Abschnitts gegenübergestellt.

Dena Leitstudie

In der Dena Leitstudie [57] werden Konzepte zur Transformation des gesamten nationalen Energiesystems im Hinblick auf die CO_2 Reduktionsziele 2050 anhand kostenoptimierten Systemmodellierungen aufgestellt. Dabei spielt Biomasse eine sektorübegreifende Rolle für erneuerbare Energie und Stoffbereitstellung. Das Gesamtpotenzial wird auf 310 TWh/a geschätzt, von denen 262 TWh/a aus nationalen Quellen und 48 TWh/a aus Importen stammen. Die Arten der Biomassepotenziale werden in fest, gasförmig und flüssig aufgeteilt, wobei feste Energieträger zum größten Teil unverarbeitete Biomasse, wie Stroh, Wald- und Industrieresthölzer oder Klärschlamm beinhalten, hingegen gasförmige und flüssige Biomasse veredelte Produkte wie Biogas, Biokraftstoffe

oder Klärgas umfassen. Die Ergebnisse werden in die Szenarien Elektrifizierung, Technologiemix und Referenz eingeteilt. Für das CO_2-Reduktionsziel von 80 % liegen die Anteile der flüssigen Bioenergieträger für alle drei Szenarien bei 15–19 % für das Jahr 2030. In 2050 erhöht sich der Anteil im Elektrifizierungsszenario auf 45 % und in den zwei weiteren auf jeweils 20 %. Trotz einer nicht eindeutigen Zuordnung der Bioenergieträger in Verbrauchssektoren, sind die flüssigen Energieträger als Kraftstoffe definiert und somit ist ein Einsatz im Verkehrssektor naheliegend. Dies entspricht einer Energiemenge von ca. 46,5 – 58,9 TWh/a (167 – 212 PJ/a) für 2030 bzw. 62 – 139 TWh/a (223 – 500 PJ/a) für 2050 in Form von biogenen Kraftstoffen.

BMWi-Studie – Transformation des Energiesystems

Auch in der Studie des BMWi [200] wurden Energiesystemmodelle aufgestellt, um kostenoptimierte Transformationspfade des Energiesystems bis 2050 simuliert. Dabei wird ein Referenzszenario, welches keine Restriktionen für eine CO_2 Reduktion zu beachten hat, und ein Basisszenario, in dem die Erreichung der Klimaziele als Randbedingung vorgegeben ist, aufgestellt. Die Gesamtpotenziale der Biomasse basieren auf die oben vorgestellte Studie von Pfluger et al. [200]. Die Ergebnisse zeigen einen Rückgang der insgesamt benutzten Biomasse von 305 TWh/a in 2010 auf 233 TWh/ in 2050. Dem gegenüber steht eine Zunahme der eingesetzten Biokraftstoffe im Verkehrssektor von entsprechend 35 TWh/a auf ca. 80 TWh/a in 2030 und 105 TWh/a in 2050. Das Basisszenario zeigt insgesamt einen Anstieg der Biomassenutzung auf 371 TWh/a in 2050. Auch in diesem Szenario steigt der Einsatz von Biokraftstoffen an. Die Simulation bestimmt Energiemengen von 80 TWh/a in 2030 und 135 TWh/a in 2050 für den Verkehrssektor.

TREMOD - IFEU Klimaschutzbeitrag des Verkehrs

Im TREMOD-Referenzszenario steigt durch die Einhaltung des Gesetzes zu veränderten Biokraftstoffquoten der Gesamtanteil der Biokraftstoffe am Kraftstoffverbrauch auf 12 % bis 2020 [20]. Diese Biokraftstoffquote wird bis 2030 als konstant angenommen, wodurch die Gesamtmenge an Biokraftstoffen leicht sinkt. Dabei wird festgelegt, dass sie die nach EU-Richtlinien (2009/28/EG) [20] geforderte Treibhausgasreduktion von 60 % gegenüber fossilen Kraftstoffen erfüllen. Die Biokraftstoffmengen sollen durch eine Ausschöpfung der konventionellen Biokraftstoffe (Biodiesel und Bioethanol) und einer zusätzlichen Nutzung von Reststoffölen (2 Prozentpunkte), wie es in Renewbility III [24], erreicht werden. Die Anwendung des TREMOD Modells wird in einer vom Umweltbundesamt beauftragten Studie bis zum Jahr 2050 fortgesetzt. Sowohl im Referenzszenario als auch im Klimaschutzszenario sinkt der Einsatz von Biokraftstoffen bis 2050. Im Falle des Klimaschutzszenarios werden im Jahr 2050 keine Biokraftstoffe mehr eingesetzt.

Renewbility III

Auch in der Renewbility III Studie [24] wird ein Einsatz von Biokraftstoffen unter Einhaltung der EU-Richtlinien (2009/28/EG) angenommen. Da die Autoren die politischen Rahmenbedingungen nicht angemessen für eine Markteinführung und Weiterentwicklung von Biokraftstoffen zweiter Generation halten, wird von einer langsamen Ausphasung von Biokraftstoffen im Verkehr ausgegangen. Dessen Energiemenge sinkt bis auf 90 PJ in 2030 und bis null in 2050.

Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) – Erneuerbare Energien im Verkehr

In der Studie des BMVI [19] wird von einem Potenzial von 180 -220 PJ/a an Biokraftstoffen für die Nutzung im Verkehrssektor ausgegangen. Dieses Potenzial enthält biogene Primärenergie aus Reststoffen und Anbaupflanzen unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenz in anderen Sektoren. Dabei wurden Annahmen zu Ackerflächenpotenzialen und Wachstumsentwicklungen aus einer Vorstudie von Majer et al. [202] herangezogen.

Fazit Biokraftstoffpotenzial

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Biokraftstoffpotenziale werden zur Veranschaulichung in Abbildung 2.13 zusammengefasst. Zwei der Szenarien beschreiben aus Gründen des Naturschutzes einen Rückgang der nationalen Biokraftstoffpotenziale auf 0 PJ bis zum Jahr 2050. Auf der anderen Seite sind sagen drei Szenarien ein vergleichsweise hohes Potenzial zwischen 380 PJ und 500 PJ voraus. Der größere Anteil der Studien geht von einem Potenzial aus, welches in einem mittleren Bereich zwischen 140 PJ und 220 PJ im Jahr 2050 liegt.

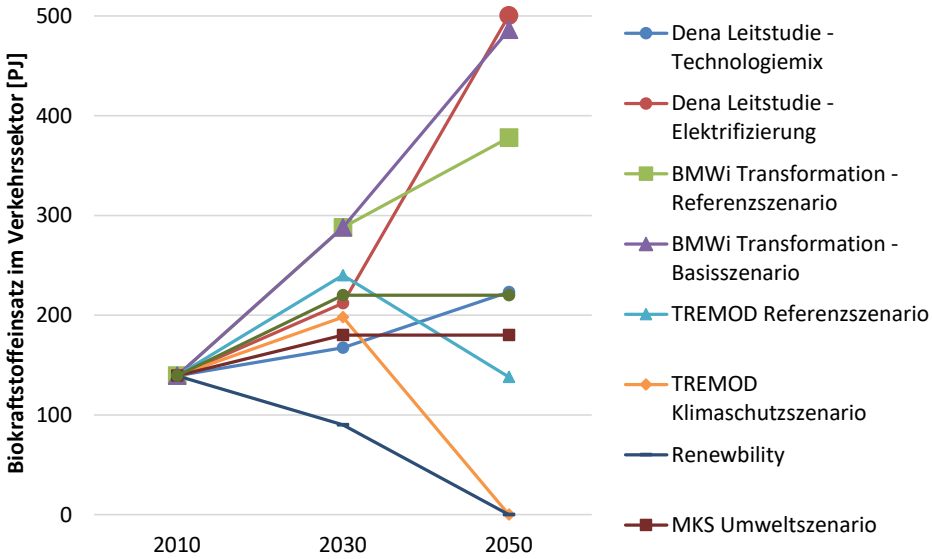


Abbildung 2.13: Vergleich der Biokraftstoffpotenziale in verschiedenen Studien

Für die Modellanwendungen in Kapiteln 4 und 7 wird ein Biokraftstoffpotenzial von ca. 200 PJ für die Jahre 2030 und 2050, gemäß den Trends aus Abbildung 2.13, angenommen. Aufgrund der ökologischen Nachteile von Biokraftstoffen erster Generation werden nur Biokraftstoffpfade zweiter Generation in dieser Arbeit berücksichtigt. Da der Fokus der Arbeit auf der Analyse des PtF-Konzeptes liegt, und das Kraftstoffpotenzial auf Basis biogener Energiequellen, wie oben beschrieben, stark abhängig von Nutzungskonkurrenzen in anderen Sektoren ist, wird für die Systemmodellierung davon ausgegangen, dass das gesamte Biomassepotenzial zur Kraftstoffproduktion als Ausgangsstoff für eine thermochemisch Umwandlung mit anschließender Synthese vorliegt.

2.4 Stand und Entwicklungsperspektiven von fossilen Kraftstoffen

Als Referenz der Kraftstoffherstellung wird an dieser Stelle die Verbrauchs- und Versorgungsstruktur von Kraftstoffen auf fossiler Basis beschrieben, die heute noch zu ca. 95 % die Energie für den deutschen Verkehrssektor liefert (Stand 2017) [46]. Diese wird zum größten Teil durch die Verarbeitung von Rohöl bereitgestellt, welche an insgesamt 15 Raffineriestandorten mit atmosphärischer Destillationsanlage stattfindet [203]. Von den insgesamt 93,2 Mio. t in Deutschland verarbeitetem Rohöl, werden 90,9 Mio. t importiert, wobei Russland mit 36,9 % den größten Bereitsteller darstellt. Aus europäischen Ländern (Großbritannien und Norwegen) kommt ein Anteil von 20 %. Zusätzlich werden noch 41,1 Mio. t Mineralölprodukte (hauptsächlich Diesel und Kerosin) importiert und 23,4 Mio. t wieder exportiert. Dies resultiert in einem Mineralölproduktabsatz in Deutschland von 106 Mio. t, wobei 98 % energetische Produkte und davon ca. 2/3 Kraftstoffe ausmachen. [203]

Zukünftige Entwicklung

Im Zuge der Energiewende und einer grundlegenden Transformation des Energiesystems, wird auch die Mineralölindustrie von starken Veränderungen betroffen sein. Jedoch ist deren genaue Rolle bisher schwierig vorherzusagen. In einer Positionsstudie von FuelsEurope, dem europäischen Dachverband der Mineralölindustrie, wird ein Plan für die Umstellung der Mineralölindustrie auf klimagasreduzierte und letztendlich klimagasneutrale Rohstoffe und Produkte vorgestellt [57, 204]. Die drei Schritte zur Raffinerie der Zukunft werden im groben so beschrieben:

- Durch Effizienzverbesserungen und der Einführung erneuerbarer Rohstoffe (z.B. Integration von erneuerbarem Wasserstoff in den Hydrocracking-Prozess) werden erste CO_2-Reduktionen erreicht
- Progressive Einführung erneuerbarer Rohstoffe in den Raffinerieprozess (z.B. Biobasierte und PtF-Rohstoffe)
- Raffinerie als hocheffiziente Produktionsstätte, integriert mit weiteren Industriezweigen und weitestgehend klimaneutral durch CCS und den Einsatz erneuerbarer Rohstoffe

Hieraus wird, basierend auf einer Studie von Powell et al. [205], eine Reduktion des EU-Absatzes von flüssigen Kraftstoffen für den leichten straßengebunden Personen- und Güterverkehr (<3,5 t) von 8.500 PJ in 2015 auf 3.500 PJ in 2050 vorausgesagt. Der entsprechende Anteil fossiler Kraftstoffe soll auf 9 % sinken. In einer Studie der dena von 2011 [206], wird der Mineralölproduktabsatz im deutschen Verkehrssektor 2030 auf ca. 1400 PJ geschätzt, verglichen mit dem Referenzstand von 2400 PJ in 2008. Eine spätere Studie der dena [11] betrachtet als Bilanzraum die EU und schätzt die Entwicklung des Absatzmarktes fossiler Kraftstoffe von ca. 16.500 PJ in 2015 auf 9.500 bis 11.500 PJ in 2030 und 250 bis 450 PJ in 2050, in Abhängigkeit des Szenarios (siehe auch Tabelle 2.6).

Zusätzlich zu den konventionellen Ölfeldern werden auch alternative Mineralölquellen wie Ölsand oder Ölschiefer, insbesondere in Nordamerika, vermehrt kommerziell abgebaut [207-209]. Shell meldete Förderkosten von Ölschiefer in den USA von 30 – 40 $/bbl in 2005 [210]. Durch einen erhöhten Energieaufwand für die Förderung und Aufbereitung der alternativen Ölquellen, sind die CO_2-Emissionen in der Upstreamkette höher als bei konventionellen Mineralölvorkommen [209, 211].

Die Nutzung von Erdgas als alternativen Kraftstoff statt Mineralölprodukten für Verbrennungsmotorisierte Fahrzeuge wird in einigen Studien als zukunftsweisend dargestellt und ist

Gegenstand einiger Szenarien [19, 32, 212]. Insbesondere wird der Einsatz von verflüssigtem Erdgas (engl. Liquefied Natural Gas, LNG) für den schweren Güterverkehr als attraktive Alternative gesehen [35]. Trotz dem deutlichen Zubau einer entsprechenden Betankungsinfrastruktur in Europa und den steuerlichen Vorteilen bis 2026, ist die Neuzulassungsrate von Erdgasfahrzeugen in Deutschland noch auf einem vergleichsweise geringen Stand im Gegensatz zu beispielsweise Italien [212, S. 9].

Ferner wird die Möglichkeit zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen auf der Basis von Erdgas diskutiert. Die im sogenannten Gas-to-Liquid Verfahren hergestellten Kraftstoffe besitzen laut Shell zwar das Potenzial zur markanten Reduktion von Ruß- und Stickoxidemissionen, in Bezug auf CO_2-Emissionen beschränkt sich das Reduktionspotenzial jedoch nur auf ca. 5 % [212]. Bei der Kraftstoffherstellung aus Kohle (Coal-to-Liquid) ist der CO_2-Fußabdruck sogar mindestens um Faktor zwei höher im Vergleich zu erdölbasierten Produkten [213]. Aus diesem Grund werden alternative Kraftstoffe auf fossiler Rohstoffbasis nicht weiter als Gegenstand der Systemoptimierung betrachtet.

2.5 Politische Rahmenbedingungen

In diesem Unterkapitel werden umgesetzte oder diskutierte politische Rahmenbedingungen vorgestellt, die einen direkten Einfluss auf die Defossilisierung des Verkehrssektors haben. Außerdem werden Rahmenbedingungen für die Systemanalysen vorgestellt.

Klimaschutzziele

Die Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen werden auf drei für Deutschland relevanten Rahmen formuliert: International, europäisch und national. Auf internationaler Ebene hat sich Deutschland zusammen mit 183 weiteren Ländern zur Limitierung der Erderwärmung von möglichst 1,5 K gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter im Pariser Klimaabkommen von 2015 verpflichtet [2]. Auf das Pariser Abkommen aufbauend hat sich die EU als Nationally Determined Contribution (NDC) das Ziel gesetzt die Klimagasemissionen bis 2030 um 40 % gegenüber 1990 zu senken. Ferner sollen die Emissionen bis 2050 um 80 – 95 % reduziert werden. Im Klimaschutzplan 2050 [214] werden zusätzlich nationale Ziele definiert, die erstmals auch auf einzelne Sektoren bezogen formuliert wurden. Darunter ist das Ziel definiert bis 2050 weitgehend Treibhausgasneutral zu werden. Außerdem sollen die Klimagase des Verkehrssektors bis 2030 um 40 – 42 % gesenkt werden.

CO_2 Bilanzierung in der nationalen Politik

Die Gesamtmenge der CO_2 Emissionen in Deutschland wird für jeden einzeln Sektor aufgenommen, darunter der Verkehrssektor. Die Zahlen werden jedes Jahr beispielsweise im Bericht „Klimaschutz in Zahlen“ des BMU veröffentlich [46]. Die Bilanzräume im Verkehrssektor sind dabei so gewählt, dass

- nur die bei der Verbrennung freigesetzten Emissionen,
- nur die Binnenschifffahrt,
- und nur Inlandsflüge

in der Bilanz auftreten. Dies führt dazu, dass die CO_2-Emissionen zu 96 % vom straßengebundenen Inlandsverkehr ausgemacht werden. Der nationale Luftverkehr verursacht demnach CO_2-Emissionen in Höhe von ca. 2 Mt im Jahr. Dies entspricht einem Energieverbrauch von 26 PJ, wobei der tatsächliche Kerosinabsatz in Deutschalnd 430 PJ beträgt [19]. Unter den aktuellen Regulierungsrichtlinien werden des Weiteren biomassebasierte Kraftstoffe als emissionslos in Bezug auf CO_2 bewertet. Auch

strombasierte Mobilität wird nicht im Verkehrssektor bilanziert, sondern bei der Stromerzeugung [46, S. 37]. Dies gilt für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge, sowie strombasierte Kraftstoffe [19, S. 57].

Förderung verschiedener Optionen zur CO_2 Reduktion im Verkehrssektor

Im Dezember 2018 ist die Renewable Energy Directive (RED II) von der EU als „Richtinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ in Kraft getreten [215, 216]. Demnach müssen alle EU Staaten bis 2030 eine Zumischung von mindestens 14 % erneuerbarer Energieträger in die Energieversorgung von Straßen- und Schienenverkehr umsetzen. Dabei sind die Kriterien für erneuerbare Kraftstoffe durch eine CO_2-Reduktion von mindestens 65 % für Biokraftstoffe und mindestens 70 % für Elektrokraftstoffe gegenüber konventionellen Kraftstoffen in 2030 definiert. Des Weiteren gibt es einen Multiplikator für den direkten Einsatz erneuerbaren Stroms. Dieser beträgt bezüglich der eingesetzten Energiemenge 4 für den Einsatz im Straßenverkehr und 1,5 im Schienenverkehr.

In Deutschland wird zusätzlich über eine Bepreisung von CO_2 Emissionen diskutiert. Dieser Weg wird in einem Sondergutachten des Sachverständigenrats für Wirtschaftsfragen („Wirtschaftsweisen“) unterstützt [217, 218]. Der Vorsitzende dieses Rates, Professor Christoph Schmidt, hat in einem Interview die Belastung pro Liter Benzin auf 14 cent bzw. 37 cent bei einem CO_2-Preis von jeweils 50 €/t und 130 €/t beziffert. Gleichzeitig spricht er, durch eine Umverteilung der so eingenommen Summe, von einer insgesamt steuerlichen Entlastung von Haushalten mit geringem Einkommen [219].

Im Jahresbericht des MWV von 2018 (vgl. 2.4) nimmt der Verband Stellung zu den Regulierungsansätzen und kritisiert eine höhere steuerliche Belastung von fossilen Mineralölprodukten [203, S. 36f]. In Bezug auf die Richtlinie RED II wird dafür geworben „die in der Richtlinie RED II vorgesehenen Möglichkeiten zur Mitverarbeitung von Biomasse und regenerativ erzeugtem Wasserstoff in Raffinerien eins zu eins in nationales Recht zu überführen“ [203, S. 38]. Dies wird als Schritt gesehen die Markteinführung der Elektrolyseurtechnologie für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff im Raffinerieprozess voranzutreiben.

In einer vom Mineralölwirtschaftsverband in Auftrag gegebenen Studie des ETR (Economic Trend ResearchGbR) [220] werden die Subventionen von Elektromobilität mit denen von CO_2-Reduktion durch Elektrokraftstoffe verglichen. Die Autoren berechnen Subventionen von Beispielfahrzeugen in drei Größenklassen (sowohl die für Fahrzeugkauf und Energiekosten, als auch für die erforderliche Infrastruktur) und kommen auf das Ergebnis, dass durch eine ähnlich hohe Subvention schon heute Elektrokraftstoffe als wirtschaftliche Alternative angeboten werden könnten. Sie plädieren für eine technologieoffene Förderung aller technischen Möglichkeiten zur Treibhausgasreduktion:

> „Prognos (2018) geht davon aus, dass die Gestehungskosten von E-Fuels im Jahr 2030 zwischen 1 Euro und 1,75 Euro bei einem Zinsniveau von 7% (WACC) erreichbar sind. Selbst wenn die Kosten derzeit noch deutlich höher liegen, wären E-Fuels im Bereich der Wirtschaftlichkeit, wenn sie eine ähnliche Förderung erhalten würden, wie derzeit die Elektromobilität: So könnte ein THG-neutraler Kraftstoff für einen konventionellen VW Golf mit 2,74 Euro/Liter gefördert werden, wenn er die gleiche Höhe an Förderung erhielte, wie ein Elektroauto der Kompaktklasse (18.000 Euro/6.600 Liter Kraftstoff). Bei einem Mittelklassefahrzeug wären es 2,36 Euro/Liter (19.000 Euro/8.064 Liter Kraftstoff) und bei einem Oberklassefahrzeug 2,08 Euro/Liter (24.000 Euro/11.520 Liter).“ [220]

In einer von 13 Akteuren der Industrie und Industrieverbänden unterstützten Studie werden Vorschläge für ein Markteinführungsprogramm von PtX Technologien vorgeschlagen. Die Kernthesen lauten:

- „Förderung der CO_2-Vermeidungseffekte von Power to X durch Innovationsboni
- Höhe der Innovationsboni wird durch wettbewerbliche Ausschreibungen über drei Lose ermittelt
- 5 GW Gesamtkapazität über 5 Jahre Programmlaufzeit – jährlich ausgeschriebene Kapazität beträgt 1 GW“ [221]

Auch der europäische Dachverband der Mineralölwirtschaft FuelsEurope hat in Bezug auf die von ihnen vorgestellte „VISION 2050“ (vgl. 2.4) ein Forderungskatalog an Gesetzgeber zur Umsetzung klimaneutraler Technologien im Kraftstoffsektor veröffentlicht [204]. Die Forderungen werden zusammenfassend unter diesen Punkten in drei Zeithorizonten formuliert:

- Bis 2030: Ergänzung der aktuellen Gesetzgebung (RED II) zur Gleichstellung von CO_2-Reduktionsmaßnahmen von Fahrzeug- bzw. Kraftstoffbedingten Maßnahmen (Well-to-Wheel Ansatz)
- Ab 2030: Eine schrittweise Umsetzung eines sektorübergreifenden Ansatzes zur CO_2-Bepreisung. Ein erster Schritt wäre es ein CO_2 Markt in einem Gesamtsektor (beispielsweise Verkehrssektor) zu etablieren.
- Langfristig: Umsetzung eines CO_2-Emissionsmarktes für einen gesamten Wirtschaftsraum.

2.6 Die S-Kurven-Methode

Die S-Kurven-Methode ist ein von Pengg [222] entwickelter Ansatz zur Prognose von Marktentwicklungen. Diese verbindet die in Erklärungsbox 2 kurz beschriebene quantitative Methode von Marchetti und qualitative Methode von Vester. Alle in diesem Abschnitt vorgestellten Konzepte können in der Dissertation von Pengg [222] vertieft nachvollzogen werden.

Erklärungsbox 2: Vorstellung der Methoden von Marchetti und Vester

Marchettis Methode [223]:
Anwendung der Diffusionstheorie (Lotka-Volterra-Differenzialgleichung) auf die Ausbreitung von Innovationen

- Eindimensionale (quantitative) Methoden
- Entwicklungsprognosen ausschließlich basierend auf der Entwicklung in der Vergangenheit

+ Reproduzierbarkeit und Objektivität
- Prognosen sind unabhängig von der Systemdynamik, sprich von äußeren Einflüssen. Dadurch sind so erzeugte Prognosen ohne Systembeschreibung mehrdeutig.
- Keine Grenzen der Prognosefähigkeit sichtbar

Vesters Methode des vernetzten Denkens [224]
„Diese qualitative Systemanalysemthode dient der Beschreibung und Visualisierung komplexer Systeme und dem Erkennen von charakteristischer Systemdynamik“. [222, S. 207]

- Systemische (qualitative) Methoden
- Aufstellung eines Systemmodells inklusive der Beschreibung von Interaktionen innerhalb eines Modells

+ Qualitative Einsichten in die Systemdynamik möglich
- konzeptionelle Modelle, die keine quantitativen Aussagen ermöglichen

Der Ausgangspunkt für die Anwendbarkeit der S-Kurven-Methode auf Marktprognosen ist der Nachweis einer Isomorphie von biologischen und unternehmerischen Systemen durch eine Beschreibung der Systemdynamik nach der Methode von Vester. Dafür werden zwei Beispielsysteme herangezogen, bei denen zwei Spezies um eine bestimmte Resource konkurrieren. Außerdem müssen die Systeme gut von ihrer Umwelt abgegrenzt betrachtet werden können. Als Beispiele werden ein biologisches, sowie ein unternehmerisches System herangezogen.

Biologisches Beispielssystem

Das herangezogene biologische Beispielsystem wird durch zwei verschiedene Hefezellenspezies (Spezie 1 und Spezie 2) beschrieben, die um eine begrenzte Menge Resourcen in einer Nährstofflösung konkurrieren. Die Systemdynamik wird in Abbildung 2.14 nach der Methode von Vester [224] dargestellt. Die Pfeile beschreiben Wirkungsmechanismen von den Größen aufeinander. Dabei wird unterschieden, ob die Größen sich verstärkend (+) oder abschwächend (-) zueinander verhalten. Für beide Spezies können Regelkreise identifiziert werden. In Abbildung 2.14 und Abbildung 2.15 werden selbstverstärkende Regelkreise in Rot und stabilisierende Regelkreise in blau dargestellt, wobei die Verbindungspfeile in Violett zu beiden Regelkreisen gehören. In selbstverstärkende Regelkreise (rot) wirken die sich beeinflussenden Größen ausschließlich positiv aufeinander. In dem biologischen System trifft dies auf das Verhältnis zwischen „Rate“ und „Bestand zu: Eine höhere Vermehrungsrate bewirkt einen höheren Hefezellenbestand, der wiederum durch eine höhere Anzahl der Zellen die Vermehrungsrate erhöht. Stabilisierende Regelkreise (blau) werden dadurch charakterisiert, dass eine Verbindung im Regelkreis schwächend wirkt. Im Beispiel wirkt sich der zusätzliche Bestand positiv auf die Rate aus, die wiederum den Bestand positiv beeinflusst. Ein höherer Bestand wirkt sich jedoch negativ auf den zusätzlichen Bestand aus, da die Gesamtzahl der Hefezellen begrenzt ist.

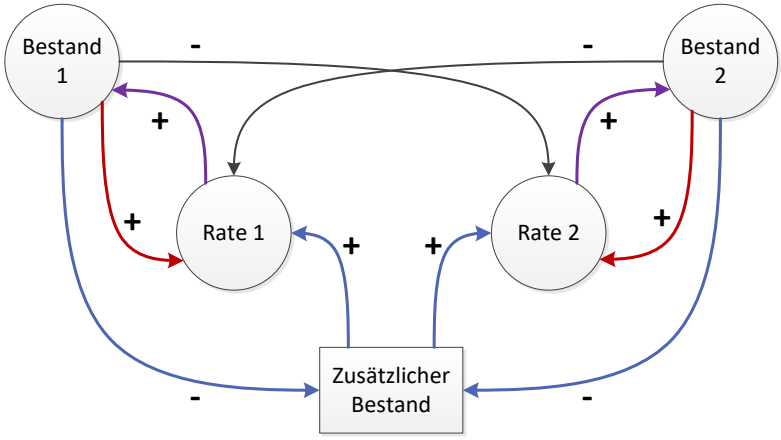


Abbildung 2.14: **Systemdynamik zweier konkurrierender Hefezellenbestände mit stärkenden (+) und schwächenden (-) Einflüssen nach Pengg [222]. Selbstverstärkende Regelkreise sind rot, und stabilisierende blau dargestellt.**

Unternehmerisches Beispielsystem

Im herangezogenen unternehmerischen Beispielsystem konkurrieren zwei Anbieter von Mobilfunkkommunikation um Marktanteile im Mobilfunknetz. Auch für dieses Beispiel wird die Systemdynamik anhand der Methode von Vester veranschaulicht (siehe Abbildung 2.14). Es können

wieder sowohl selbstverstärkende (rot) als auch stabilisierende (blau) Regelkreise in der Systemdynamik identifiziert werden. Es ist zu beachten, dass aus Gründen der Übersicht nur ein selbstverstärkender Regelkreis für Unternehmen 1 (U1) aufgeführt ist. Dieser kann analog auch für Unternehmen 2 (U2) ergänzt werden.

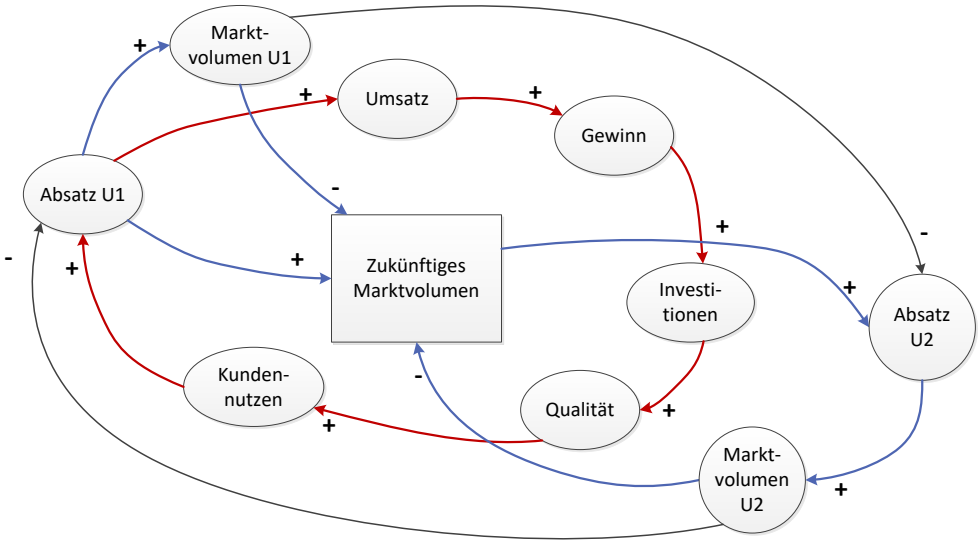


Abbildung 2.15: **Systemdynamik zweier konkurrierender Unternehmen mit stärkenden (+) und schwächenden (-) Einflüssen nach Pengg [222]. Selbstverstärkende Regelkreise sind rot, und stabilisierende blau dargestellt.**

Es bleibt die Gewichtung der Regelkreise zu beschreiben: Bei niedriger Entwicklung (Gesamtbestand der Hefezellen bzw. Marktvolumen) dominieren die selbstverstärkenden Effekte den Einfluss auf das System. Je höher der Gesamtbestand bzw. das Marktvolumen wird, desto stärker wirkt der stabilisierende Regelkreis auf das Gesamtsystem und bremst die Entwicklung.

Nach dem oben vorgestellten Vergleich mit den Regelungsdynamiken wird eine Isomorphie (Ähnlichkeit der Systeme) zwischen dem biologischen und dem unternehmerischen Beispielsystemen festgestellt. Daraus wird geschlossen, dass ein abstraktes (mathematisches) Modell zur Beschreibung des biologischen Wachstums auch auf die Wachstumsprozesse in der Marktentwicklung angewandt werden kann. Ein solches Wachstumsmodell wird durch die logistische Funktion aus der Diffusionstheorie verkörpert. Die logistische Funktion kann als e-Funktion (Gleichung 2.18) und auch als Tangens-Hyperbolikus Funktion (Gleichung 2.19) formuliert werden. Die Funktion, schematisch dargestellt in Abbildung 2.16, wird durch vier Parameter definiert. Das Wachstum findet vom Ausgangswert A bis zum Endwert G statt. Zum Zeitpunkt t_0 (Wendepunkt der Kurve) ist genau die Hälfte der Wachstumsphase erreicht. Der letzte Parameter k ist ein Maß für die Steigung der Kurve im Punkt t_0. In der Tangens-Hyperbolikus Form der S-Kurve findet eine alternative Formulierung des Steigungsparameters k_h Verwendung. Die Steigungsparameter der unterschiedlichen Formulierungen können durch Gleichung 2.20 übertragen werden.

$$y = A + \frac{G}{\left[1 + exp\frac{t_0 - t}{k}\right]}$$ Gleichung 2.18

$$y = A + G \cdot \frac{\tanh\left(\frac{k_h \cdot (t - t_0)}{t_0}\right) + 1}{2}$$ Gleichung 2.19

$$k_h = \frac{t_h}{2 \cdot k}$$ Gleichung 2.20

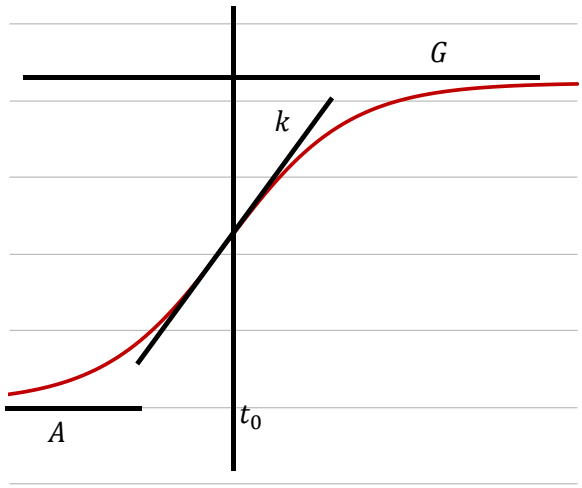


Abbildung 2.16: Schematische Darstellung der S-Kurve mit Kennzeichnung der Kurvenparameter

Es wird also geschlossen, dass Marktwachstumsphasen – unter den durch systemische Analyse herausgearbeiteten Rahmenbedingungen – durch die logistische Funktion beschrieben werden können.

2.7 Zwischenfazit

Der gegebene Überblick der vorhandenen Literatur zeigt, dass ein steigendes Interesse am Thema nachhaltige Kraftstoffe aus den Perspektiven von Wissenschaft, Wirtschaft und Politik besteht. Unterschiedliche Studien zeigen die Entwicklung des Verkehrssektors und die Ausbreitung elektrischer Antriebskonzepte mit dem Schluss, dass ein Potenzial zum Einsatz synthetischer Kraftstoffe in Deutschland und Europa besteht. Technische Konzepte und Umsetzungsprojekte existieren in der gesamten Wertschöpfungskette von der erneuerbaren Stromerzeugung aus über die Wasserstoffproduktion bis hin zur Synthese und Nutzung von Elektrokraftstoffen. Auch zur Abschätzung von Produktionskosten in unter verschiedenen Standortbedingungen sind bereits Studien erschienen. Dies weist auf einen Stand der Technik hin, der die kurz- bis mittelfristige Einführung von Produktion und Nutzung nachhaltige Kraftstoffe ermöglicht.

Die Ergebnisse der Literatur sollen im Rahmen dieser Arbeit unter den konkreten vorherrschenden nationalen Rahmenbedingungen zusammengeführt werden. Dafür werden eigene Untersuchungen durchgeführt, die sowohl die technischen Grundlagen vervollständigen wie auch eine quantitative Zusammenführung ermöglichen und diese bewerten. Die abschließenden Bewertungen sollen für

einen systemischen Rahmen (nationaler Transportsektor) stattfinden und die technischen und ökonomischen Aspekte für einen klimagasarmen Verkehrssektors als Ziel sowie den Transformationspfad zu diesem Ziel umfassen. In dieser Arbeit werden die folgenden Untersuchungen durchgeführt:

- Aufstellung von Szenarien zur Beschreibung der Entwicklung des Transportsektors
- Abschätzung von Kraftstoffbedarfen durch Systemmodellierungen unter Berücksichtigung verschiedener Entwicklungsszenarien
- Ausarbeitung und techno-ökonomische Bewertung eines Konzeptes zur Integration von PtF-Systemen
- Ausarbeitung und technische Bewertung eines Verfahrenskonzeptes zur Veredelung von Fischer-Tropsch Produkten in Verkehrskraftstoffe
- Auslegung und techno-ökonomische Bewertung von konkreten Produktionsinfrastrukturen zur Versorgung des Transportsektors mit synthetischen Kraftstoffen

Diese werden anschließend anhand quantitativer und qualitativer Methoden zusammengeführt. Dabei sollen die Einflüsse der Ergebnisse aufeinander beachtet werden. Im folgenden Kapitel werden die Methoden für die anschließenden Untersuchungen vorgestellt.

3 Methoden

In diesem Kapitel werden alle in dieser Arbeit verwendeten Methoden und Modelle vorgestellt und deren Anwendung erklärt.

3.1 Anwendung der S-Kurven-Methode

Anknüpfend an die Theorie der S-Kurven-Methode in Unterkapitel 2.6 soll an dieser Stelle die Verknüpfung und Rolle dieser Methode in der vorliegenden Arbeit erläutert werden. Die Voraussetzungen zur Anwendung der S-Kurvenmethode auf einzelne Wachstumsphase lauten:

- Eine Innovation findet statt und wird am Markt angenommen.
- Ein bestimmtes Marktvolumen wird als Sättigungsgrenze identifiziert.

In dieser Arbeit wird das Erreichen der von der Bundesregierung und der EU gesetzten nationalen Klimaziele als festes Ziel definiert. Ferner soll entsprechend der Zielstellung aus 1.2 die Rolle der Kraftstoffe als ein Beitrag dieser Ziele analytisch untersucht werden. Mit der benötigten Menge an Kraftstoffen als angenommenes notwendiges Marktvolumen kann so die S-Kurven-Methode angewandt werden, um die Marktentwicklung bis dahin quantitativ zu beschreiben und so Konsequenzen im Sinne einer Kraftstoffstrategie abzuleiten. Hierzu werden die in Kapitel 7.2 erlangten Modellierungsergebnisse in 8.1 mit der S-Kurven-Methode zusammengeführt. Es erfolgt eine Ableitung von Kurvenparametern anhand historischer Daten der chemischen Industrie, die zur Evaluierung herangezogen werden.

Weiterhin wird die logistische Funktion in der Bestandsentwicklung zur Fortschreibung aktueller Trends in der Neuzulassung von Nutzfahrzeugen (sprich als eindimensionale quantitative Methode nach Marchetti [223]) angewandt. Genaueres hierzu befindet sich in Unterkapitel 3.2.2.

3.2 Bottom-up Szenarienentwicklung für den nationalen Nutzfahrzeugverkehr

Wie in Kapitel 2.1 bereits beschrieben, beinhaltet ein Szenario ein Datensatz in sich schlüssiger Annahmen für die Rahmenentwicklungen im Verkehrssektor. Die Szenarien dienen als Datengrundlage für die in Kapitel 5 und Kapitel 7 durchgeführten Systemsimulationen. Da das Ziel dieser Systemsimulationen darin besteht eine Kraftstoffbereitstellung zu optimieren, mit der die gesetzten Klimazielen erreicht werden, muss vom Modellbedarf (Kraftstoffbedarf) auf die CO_2 Emissionen geschlossen werden können.

Die in Abbildung 2.1 dargestellte Kette zeigt den Transformationspfad von den Szenarienkennzahlen Fahrzeugbestand, über die Fahrleistung und den Kraftstoffverbrauch, bis hin zur Transportleistung. Im bottom-up Ansatz wird ein Szenario von unten herauf, also ausgehend vom Fahrzeugbestand, entwickelt. Anschließend werden durch statistische Umrechnungsfaktoren die weiteren Größen berechnet. Bei der Transformation der Größen ist der richtige Bilanzraum zu beachten. Beispielsweise ist von der Fahrleistung des nationalen Gesamtbestandes nicht direkt auf den CO_2-Emissionsrelevanten Kraftstoffverbrauch zu schließen. Daher ist es wichtig die Umrechnungsfaktoren an die sich verändernden Bilanzräume anzupassen. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 3.1 mit der Unterscheidung zwischen der Inländer- und Indlandsbilanz dargestellt. Dieser Zusammenhang spielt eine wichtige Rolle bei der Umrechnung vom Fahrzeugbestand (Bilanzraum Inländer) zu den nationalen CO_2-Emissionen des Verkehrssektors (Bilanzraum Inland).

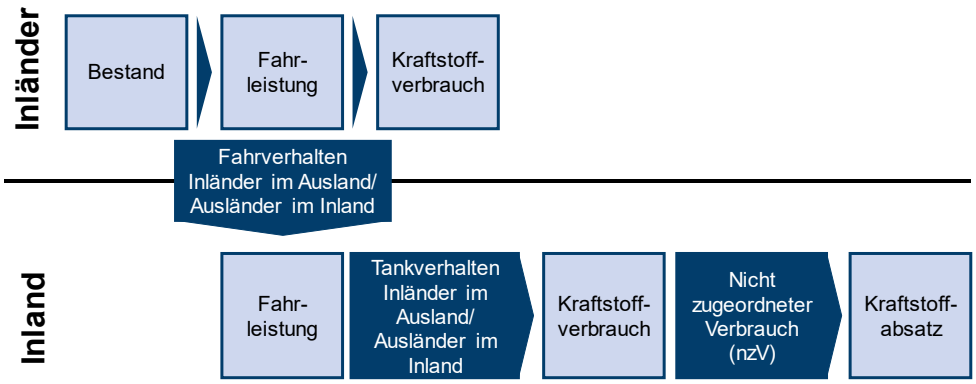


Abbildung 3.1: Veranschaulichung der Methodik zur Umrechnung der Szenarienkennzahlen

Die in der Abbildung aufgeführten Kennzahlen werden im Folgenden genauer beschrieben. Eine Übersicht der verwendeten Daten sowie die Durchführung der Szenarienentwicklung folgt in Kapitel 4.

3.2.1 Umrechnung der Kennzahlen

Anhand durchschnittlicher Fahrleistungen kann im nächsten Schritt von den nationalen Bestandsdaten auf die Fahrleistung der inländischen Fahrzeuge geschlossen werden. Für die Fahrleistungsberechnung im Inland muss weiter beachtet werden, dass ein Teil dieser Fahrleistung von inländischen Fahrzeugen im Ausland verrichtet wird und auch ausländische Fahrzeuge im Inland fahren. Der Fahrleistungsanteil der inländischen Fahrzeuge im Ausland bzw. ausländischen Fahrzeuge im Inland wird anhand der Verkehrsleistungserhebung der Bundesanstalt für Straßenwesen (bast) [225] für 2014 bestimmt und als konstant angenommen.

Kraftstoffabsatz und ausländisches Tankverhalten

Aus den ermittelten Inlandsfahrleistungen können mit durchschnittlichen Verbrauchswerten der nationale Kraftstoffverbrauch und die daraus resultierenden CO_2-Emissionen berechnet werden.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit statistischen Daten und für die Abschätzung von Marktvolumen soll auch eine Umrechnung der Fahrleistungen auf den nationalen Kraftstoffabsatz ermöglicht werden. Hierzu werden Faktoren für das Tankverhalten von Inländern im Ausland bzw. Ausländern im Inland herangezogen. Diese Werte sind aus der Studie des statistischen Bundesamtes [226] zu entnehmen. Auf den reinen Verbrauch wird noch ein Zuschlag für nicht zugeordneten Verbrauch (nzV) [226] aufgelegt. Dieser Zuschlag fällt beispielsweise für Werkstattfahrten an.

3.2.2 Ausführung der Zukunftsprognosen

Die Zukunftsprognosen werden über die Anpassung und Regression einer logistischen Funktion (S-Kurven) an Bestandsdaten durchgeführt. Die anschließende Berechnung der Ausbreitung von elektrifizierten Fahrzeugen wird mit einem Marktdiffusionsmodell durchgeführt. Diese Modellelemente werden in einer Microsoft Excel Umgebung zur Durchführung und Auswertung der Szenarienentwicklung implementiert.

Bestandsentwicklung

Für die Prognosen der Bestandsentwicklung werden als Datengrundlage die Bestandszahlen des Kraftfahrbundesamtes herangezogen [58]. Die Bestandsdaten werden für Lkws, Zugmaschinen und Busse, aufgeteilt in 21 Gewichtsklassen, gegeben. In der aktuellen KBA Veröffentlichung sind Daten von 1960 bis 2017 gegeben, wobei ab 2008 eine neue Zählweise eingeführt wurde und erst ab diesem Jahr konsistente jährliche Daten verfügbar sind [58].

Für die Nutzfahrzeuge in allen dargestellten Klassen wird durch eine S-Kurvenanpassung die Bestandsentwicklung bis zum Jahr 2050 prognostiziert. Da Durchschnittsdaten für Gewichtsklassen nicht in dem wie in den KBA Bestandsdaten vorhandenen Detailierungsgrad zur Verfügung stehen, werden die Klassen anschließend zusammengefasst. Dabei werden Zugmaschinen und Busse nicht nach Gewichtsklasse, sondern nach Nutzungsart zusammengefasst.

3.2.3 Elektrifizierungsraten im Marktdiffusionsmodell

Die Ausbreitung von elektrifizierten Fahrzeugen in Form von Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeugen wird durch ein Marktdiffusionsmodell ausgeführt. Das Modell betrachtet den Bestand der Nutzfahrzeugklassen von Jahr zu Jahr unter Berücksichtigung der jährlichen Austauschraten. Die Entwicklung des Gesamtbestandes wird dabei durch die oben beschriebene Methodik durchgeführt. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Lebensdauer eines Fahrzeugs werden die Neuzulassungszahlen für jede Klasse pro Jahr ermittelt. Diese werden wiederum anteilsmäßig den Antriebskonzepten Batterie (BEV), Brennstoffzelle (FCEV) und Verbrennungsmotor (ICEV) zugeordnet. Der Anteil von Neuzulassungen elektrifizierter Antriebe wird durch eine S-Kurvenentwicklung berechnet, deren Parameter anhand der Literaturrecherche aus Unterkapitel 2.1.2 bestimmt werden. Zusätzlich werden die Kraftstoffbedarfsabschätzungen der Literaturszenarien (Kapitel 5) analysiert und anhand der sich abzeichnenden Trends Lehren für eine praktikable Einführung alternativer Antriebe und Kraftstoffe abgeleitet, um so zwei eigenständige Entwicklungsszenarien zu entwickeln.

Die Modellergebnisse sind Bestandsentwicklungen nach Antriebsart für die betrachteten Nutzfahrzeugklassen von 2010 bis 2050 und die korrespondierenden Inlands- und Auslandsfahrleistungen, sowie Abschätzungen für den Kraftstoffverbrauch und -Absatz. Die Inlandsfahrleistungen nach Antriebsart dienen als Eingangsdaten für die Kraftstoffsystemmodelle in Kapitel 5 und 7.

In einem anschließenden Schritt werden aus den Neuzulassungszahlen die jährlichen Produktionskapazitäten von Brennstoffzellenfahrzeugen und der entsprechende Fahrzeugbestand ermittelt. Durch den Vergleich dieser Zahlen mit nationalen Zielsetzungen zum Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen bis 2030 wird die Plausibilität der berechneten Marktentwicklung geprüft. Ferner kann so der Bedarf an Wasserstoff für die Anwendung in Brennstoffzellenfahrzeugen abgeleitet werden.

3.3 Auslegung eines transient betriebenen Power-to-Fuel Systems in Matlab

Das in diesem Unterkapitel beschriebene Modell wurde in einer im Rahmen dieser Arbeit betreuten Masterarbeit in Matlab-Simulink implementiert und angewandt [227]. Teile der Ergebnisse wurden in der begutachteten Zeitschrift *Applied Energy* [228] vorveröffentlicht.

In Anlehnung an die Einbindungsmöglichkeiten von Power-to-Fuel Anlagen in das Energiesystem aus Unterkapitel 2.2.3, soll ein Modell zur techno-ökonomischen Analyse der Elektrokraftstoffherstellung in Inselsystemen erstellt werden. Hierzu wird zunächst ein Power-to-Fuel System, bestehend aus Windpark, Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Syntheseanlage, ausgelegt und der Betriebsablauf eines Jahres berechnet. Im Anschluss gehen die Modellergebnisse als Eingangsdaten in die Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Bestimmung der Produktionskosten. In Kapitel 6.1 werden die Ergebnisse der Systemauslegung und der Produktionskosten anhand einer Reihe von Fallanalysen gegenübergestellt und analysiert. Die Ergebnisse werden in Kapitel 8 zur Beschreibung der Transformationsphase aufgegriffen.

3.3.1 Modellaufbau

Ausgehend von einer geforderten Kraftstoffsyntheseleistung soll das Modell standortabhängig die Anzahl der benötigten Windenergieanlagen und Elektrolyseurmodule, sowie die benötigte Speicherkapazität der Salzkaverne, berechnen. Die installierte Windparkleistung wird minimiert, wobei der Wasserstoffspeicherstand einen positiven Wert beibehalten muss. Anschließend ermöglicht eine Spitzenlastabregelung die Reduzierung der notwendigen Elektrolyseurmodule.

Abbildung 3.2 zeigt das modellierte Gesamtsystem: Die kinetische Energie des Windes wird durch den Windpark in elektrische Energie umgewandelt, welcher anschließend im Elektrolyseur in chemischer Energie in Form von Wasserstoff gespeichert wird. Durch die fluktuierende Natur des Windes und die in dem Modell vorgeschriebene zeitlich konstante Leistung der Syntheseanlage bedarf es einer Pufferspeicherung des produzierten Wasserstoffs. Die Hauptbestandteile des Modells sind die Subsysteme „Berechnung Windpark“, „Elektrolyseur“ und „Wasserstoffspeicherung“, in denen die wichtigsten Kenngrößen des Systems berechnet werden. Zusätzliche Nebenfunktionen und wichtige Auslegungsparameter werden in der Matlab-Funktion „Spitzenlastabregelung“ und dem Subsystem „Syntheseleistung“ festgelegt. Die wichtigste Kenngröße zur Auslegung des Systems ist der konstante Massenstrombedarf an Wasserstoff, welcher abhängig von der vorgegebenen Kraftstoffsynthese ist. Die Einzelschritte innerhalb der Kraftstoffsynthese selbst sind nicht Teil des Simulink-Modells.

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Modellelemente im Detail beschrieben.

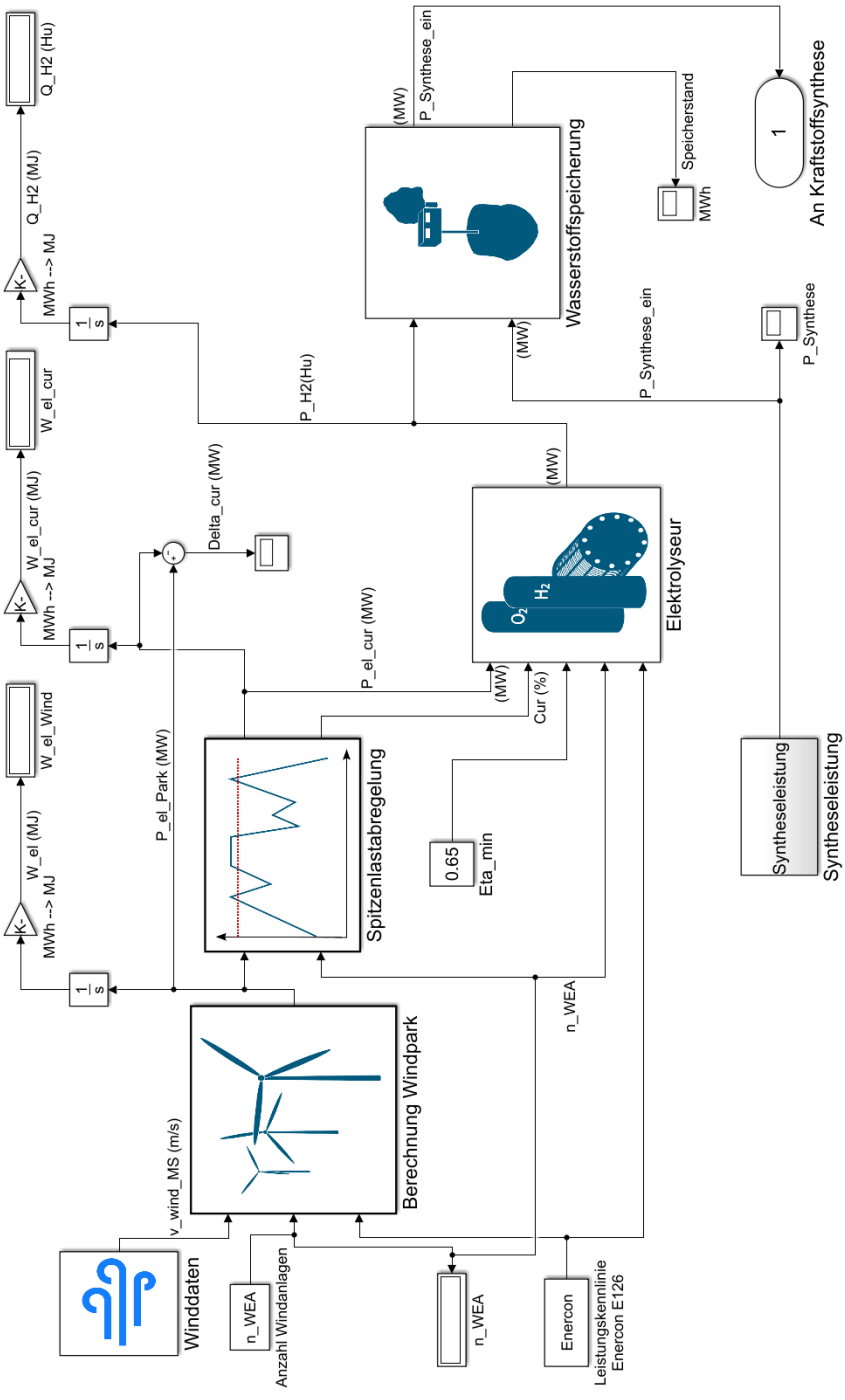


Abbildung 3.2: **Oberste Ebene des Matlab-Simulink-Modells für ein Inselsystem**

3.3.1.1 Syntheseleistung

Die Kraftstoffsyntheseleistung ist die maßgebende Auslegungsgröße zur Dimensionierung des Gesamtsystems. Durch die Festlegung einer gewünschten Syntheseleistung ergibt sich ein Wasserstoffbedarf, der durch die Elektrolyse produziert und in Verbindung mit einem Speicher als konstanter Massenstrom bereitgestellt werden muss. Daraus leitet sich wiederum ein elektrischer Energiebedarf für ein Betriebsjahr des Windparks ab, wodurch dessen Größe bestimmt wird. Für die Syntheseanlage wird eine Betriebslaufzeit von 8.000 Volllaststunden pro Jahr (h/a) angenommen. Während 760 h im Jahr wird die Leistung der Syntheseanlage auf Null gesetzt. Es wird angenommen, dass zu diesen Zeiten Wartungsarbeiten durchgeführt werden können. Die Stillstandzeiten der Synthese liegen dabei in Zeitintervallen von mindestens 72 h, welche keine oder eine sehr geringe elektrische Erzeugung aufweisen. In den im Folgenden durchgeführten Fallstudien wird ebenfalls der Betrieb bei reduzierter Volllaststundenzahl untersucht. Inwieweit dies einen Einfluss auf die Gesamtanlage und die Produktgestehungskosten hat, wird in Kapitel 6.1 untersucht. Die in Abschnitt 2.2.1.7 angegebenen Energie- und Massenbilanzen der beiden Syntheserouten Methanol und Fischer-Tropsch (nach Becker et al. [69]), sind im Modell hinterlegt. Je nach ausgewählter Syntheseroute mit den Produkten Methanol oder FT-Kohlenwasserstoffen ergibt sich die geforderte Syntheseeingangsleistung zu:

$$P_{Synthese,ein}(Produkt) = \frac{P_{Synthese,aus}}{\eta_{CCE}\,(Produkt)} \qquad \text{Gleichung 3.1}$$

Die zusätzlich benötigte elektrische Leistung der Syntheseanlage berechnet sich zudem nach:

$$P_{el,Synthese}(Produkt) = \frac{P_{Synthese,ein}(Produkt)}{H_u(Produkt)} \cdot W_{el,Synthese}(Produkt) \qquad \text{Gleichung 3.2}$$

3.3.1.2 Windpark

Das Subsystem „Berechnung Windpark“ ist eine Matlab-Funktion, welche die erzeugte elektrische Energie des Windparks $P_{el,Park}$ berechnet. Als Eingangsdaten dienen die Winddaten $v_{Wind,\ MS}$ des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für den jeweiligen Standort [133] und die berechnete Anzahl der Windenergieanlagen (WEA) n_{WEA}. Außerdem ist die Leistungskennlinie der Windenergieanlagen (siehe Abbildung 3.2) in der Matlab-Funktion implementiert. Die zeitliche Auflösung der Winddaten beträgt eine Stunde, wodurch sich eine Datenmenge von 8760 Windgeschwindigkeitsmessungen auf Höhe der Messstation pro Jahr ergibt. In der Funktion sind ebenfalls die Messstationshöhe (h_{MS}) und Nabenhöhe der Windenergieanlage (h_{Nabe}) sowie die Rauigkeitslänge R des jeweiligen Standortes definiert. Hiermit berechnet sich für jeden Zeitschritt t nach Gleichung 3.3 die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe $v_{W,Nabe}$ aus der Windgeschwindigkeit auf Höhe der Wetterstation [229] $v_{W,MS}$:

$$v_{W,Nabe}(t) = v_{W,MS}(t) \cdot \frac{log\left(\frac{h_{Nabe}}{R}\right)}{log\left(\frac{h_{MS}}{R}\right)} \qquad \text{Gleichung 3.3}$$

Liegt $v_{W,Nabe}$ zwischen der Anschalt- und der Abschaltgeschwindigkeit, interpoliert Matlab die zugehörige elektrische Leistung mithilfe der Leistungskennlinie. Andernfalls wird die erzeugte elektrische Leistung zu Null gesetzt.

Die gesamte Windparkleistung, welche dem Elektrolyseur zur Verfügung steht, berechnet sich nach:

$$P_{el,Park}\,(t) = P_{el,WEA}(t) \cdot n_{WEA} \cdot \eta_{Park} \qquad \text{Gleichung 3.4}$$

Der zusammengefasste Windparkwirkungsgrad η_{Park} berücksichtigt den aerodynamischen Feldwirkungsgrad und die Abzüge für elektrische Verluste und Nichtverfügbarkeiten der Anlagen. Laut Hau [230] beträgt der aerodynamische Feldwirkungsgrad ca. 90 % und die technische Verfügbarkeit ca. 98 %. Zusammen mit dem laut Hau [230] definierten pauschalen Sicherheitsabzug von 5 %, ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von:

$$\eta_{Park,Hau} = 0{,}9 \cdot 0{,}98 \cdot (1 - 0{,}05) = 0{,}8379 \approx 0{,}84 \qquad \text{Gleichung 3.5}$$

Somit wird ein pauschaler Abzug von 16 % der theoretisch erzeugten Windenergie angenommen.

3.3.1.3 Elektrolyseur

Das Subsystem Elektrolyseur erfüllt zwei Aufgaben: Zunächst wird die Anzahl der benötigten Elektrolyseure in Abhängigkeit des vorgegebenen minimalen Wirkungsgrads bestimmt. Mit dem daraus resultierenden Ergebnis, sowie der Wirkungsgradkennlinie des Elektrolyseurs (siehe Abbildung 3.3), erfolgt die Berechnung der produzierten Wasserstoffmenge.

Die Anzahl der Elektrolyseurmodule n_{PEMEL} wird aus sechs Eingangsgrößen bestimmt. Die erste und entscheidende Eingangsgröße ist der vorgegebene minimale Wirkungsgrad der Elektrolyse η_{min}. Ein erhöhter minimaler Wirkungsgrad schränkt den Leistungsbereich des Elektrolyseurs ein, wodurch insbesondere die maximal mögliche, elektrisch aufgenommene Leistung sinkt (siehe Abbildung 3.3). Kann das modellierte Elektrolyseurmodul bei einem minimalen Wirkungsgrad von 0,65 noch einen Leistungsbereich von 0,13 – 4,96 MW abdecken, schrumpft der Leistungsbreich auf 0,35 – 2,55 MW bei einem minimalen Wirkungsgrad von 0,69. Beträgt die elektrische Eingangsleistung beispielsweise 4 MW, kann diese von einem Elektrolyseur bei $\eta_{min,PEMEL}$ = 0,65 abgenommen werden. Dagegen müssen bei $\eta_{min,PEMEL}$ = 0,69 zwei Elektrolyseure eingesetzt werden. Diese können aufgrund ihrer geringeren Auslastung allerdings mit einem höheren Wirkungsgrad produzieren. Demnach kann durch die Variation von $\eta_{min,PEMEL}$ ein höherer Ertrag an Wasserstoff durch zusätzlich installierte Elektrolyseure erkauft werden. Inwieweit sich die Erhöhung des minimalen Wirkungsgrades auf die Anzahl der Elektrolyseure auswirkt und ob dadurch ein wirtschaftlicher Vorteil erzielt werden kann, wird in den Fallanalysen in Kapitel 6.1 behandelt.

Die zweite Eingangsgröße zur Bestimmung der Anzahl der Elektrolyseurmodule sind die maximale und minimale Leistung des Elektrolyseurs bei gegebenen $\eta_{min,PEMEL}$. Die maximale elektrisch aufgenommene Leistung des Elektrolyseurs $P_{el,auf}$ ergibt sich aus den vier weiteren Eingangsgrößen Anzahl n_{WEA} und Nennleistung $P_{WEA,N}$ der Windenergieanlagen, dem Windparkwirkungsgrad η_{Park}, sowie dem Anteil der optionalen Spitzenlastabregelung cur (engl. *curtailment*, nähere Beschreibung befindet sich in Abschnitt 3.3.1.6). Somit berechnet sich die benötigte Anzahl an Elektrolyseure zu:

$$n_{PEMEL} = \frac{P_{el,auf}}{P_{max,PEMEL}(\eta_{min})} = \frac{n_{WEA} \cdot (P_{WEA,N} \cdot \eta_{Park}) \cdot\ cur}{P_{max,PEMEL}\,(\eta_{min})} \qquad \text{Gleichung 3.6}$$

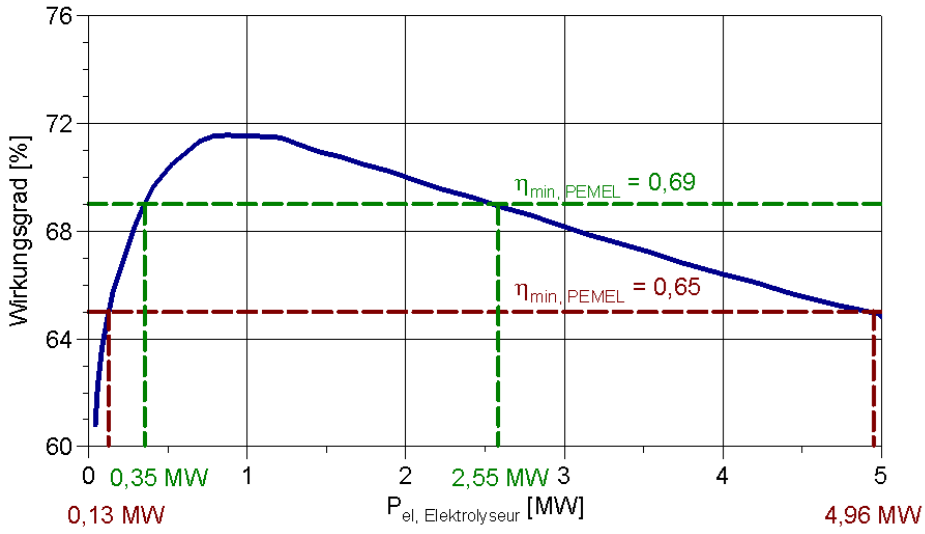


Abbildung 3.3: **Einschränkung der Leistungskennlinie [231] des Elektrolyseurs bei $\eta_{min,PEMEL} = 0,65$ (rot) und $\eta_{min,PEMEL} = 0,69$ (grün)**

Die Wasserstofferzeugungsleistung P_{H_2} resultiert aus der aufgenommen Leistung des Elektrolyseurs $P_{el,auf}$, dessen Wirkungsgrad am gegebenen Leistungspunkt η_{PEMEL} und der Anzahl der Elektrolyseure n_{PEMEL}:

$$P_{H_2} = P_{el,auf} \cdot \eta_{PEMEL} \cdot n_{PEMEL} \qquad \text{Gleichung 3.7}$$

Die elektrische Leistung wird gleichmäßig auf alle Elektrolyseure aufgeteilt, um schlechtere Wirkungsgrade bei höherer Leistung einzuschränken. Wenn bei besonders geringer elektrischer Eingangsleistung der Wirkungsgrad in der unteren Teillast den vorgegebenen minimalen Wirkungsgrad unterschreitet, wird die Anzahl der sich in Betrieb befindlicher Elektrolyseure iterativ reduziert, bis die Vorgabe eingehalten ist.

3.3.1.4 Wasserstoffspeicherung

Im Subsystem „Wasserstoffspeicherung“ wird die fluktuierend produzierte Wasserstoffmenge als Eingangsgröße aufgenommen und die geforderte konstante Wasserstoffmenge für die Kraftstoffsynthese wird als Ausgangsgröße abgegeben. Dabei wird die Differenz zwischen benötigter Syntheseleistung und aktueller Wasserstoffproduktion bei Überproduktion in den Speicher eingespeichert oder bei zu geringer Produktion dem Speicher entnommen. Der aktuelle Speicherstand ergibt sich jeweils aus der Summe der bereits berechneten Zeitschritte. Ein beispielhafter Verlauf der Wasserstoffproduktion und des daraus resultierenden Speicherstands ist Abbildung 3.4 zu entnehmen. Aus der festgelegten Outputleistung der Syntheseanlage von 30 MW ergibt sich durch die chemische Umwandlungsrate ein Syntheseeingangsstrom von 33,7 MW in Form von Wasserstoff. Unterschreitet die produzierte Wasserstoffmenge diesen Wert, wie zum Zeitpunkt t = 1.482 h, muss dem Speicher Wasserstoff entnommen werden, wodurch der Speicherstand sinkt. Das Subsystem dient als zentrale Auslegungsgröße für das Gesamtsystem, da die Anzahl der benötigten Windenergieanlagen und damit auch die der Elektrolyseurmodule so ausgelegt wird, dass der Speicherstand zu keinem Zeitpunkt einen negativen Wert annimmt.

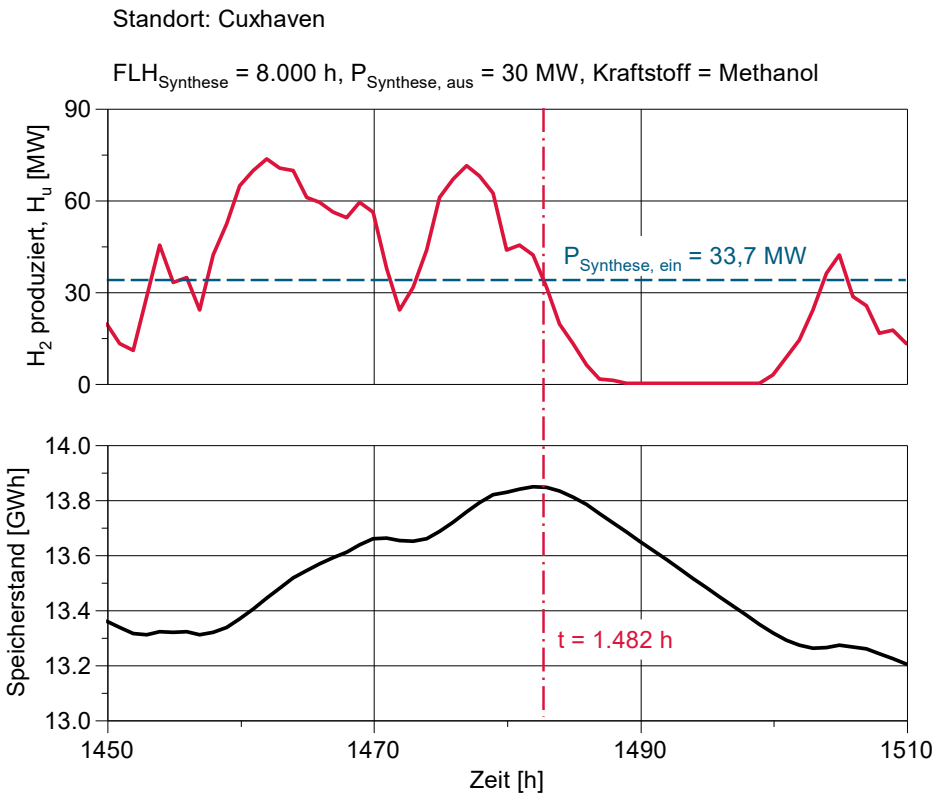


Abbildung 3.4: **Beispielhafter Verlauf der produzierten Wasserstoffmenge und des daraus resultierenden Speicherstandes am Standort Cuxhaven**

3.3.1.5 Optimierung der Anzahl benötigter Windenergieanlagen

Die erforderliche Anzahl an WEA wird iterativ mithilfe des Verlaufs des Speicherstands über das Betrachtungsjahr bestimmt. Dazu wird zuerst ein Schätzwert für n_{WEA} vorzugeben. Sollte der Speicherstand nach dem Ende der Simulation über den Betrachtungszeitraum an mindestens einem Zeitpunkt t einen negativen Wert aufweisen, wird zunächst überprüft, ob bei t = 8.760 ein positiver Speicherstand vorliegt. Falls dies zutrifft, ist dieser Wert der neue Startwert des Speichers bei t = 0 und das Modell berechnet wiederum den Verlauf des Speicherstands. Zeigt die Simulation erneut einen negativen Speicherstand, wird n_{WEA} um den Wert 1 erhöht und der Überprüfungsprozess wiederholt sich. Diese Schleife endet bei dem Erreichen einer Anzahl an WEA, bei welcher der Speicher über das gesamte Jahr keine negativen Werte aufweist.

3.3.1.6 Spitzenlastabregelung

Die Funktion „Spitzenlastabregelung“ ist eine optionale Erweiterung des Modells. Sie ist somit nicht für die Gesamtberechnung zwingend erforderlich, fügt dem Modell allerdings eine Optimierungsmöglichkeit hinzu.

Der Begriff Spitzenlastabregelung beschreibt hier das abregeln der erzeugten Windleistung in Zeiten der Nennlast, mit dem Ziel, die installierte Elektrolyseurleistung zu reduzieren. Dazu wird bei Nennlast des Windparks die Windparkleistung mit dem Faktor $cur \leq 1$ multipliziert.

$$P_{el,Park,cur} = P_{el,Park} \cdot cur$$ Gleichung 3.8

Die maximal mögliche Abregelung befindet sich an dem Punkt, bei dem die geforderte Wasserstoffmenge gerade noch produziert werden kann, ohne zusätzliche elektrische Erzeugungsleistung installieren zu müssen. Um diesen Wert zu bestimmen, wird zunächst das Modell ohne Abregelung ausgeführt, und die daraus folgende Windparkgröße bestimmt. Im Anschluss wird der Anteil der Abregelung iterativ bei gleichbleibender Windparkleistung erhöht, bis die elektrische Energie nicht mehr für die Bereitstellung der geforderten Wasserstoffmenge ausreichend ist.

3.3.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Zur ökonomischen Bewertung einer PtL-Anlage sind zunächst die notwendigen Investitions- und Betriebskosten zu bestimmen. Im Anschluss können mithilfe der Annuitätsmethode und dem jährlichen Produktionsvolumen die Produktgestehungskosten ermittelt werden. Das gewählte Verfahren zur Bewertung der Produktgestehungskosten ist angelehnt an Albrecht et al. [92], dessen Berechnungen auf den Standardverfahren von Peters et al. [232] basieren. Um mögliche Fehleinschätzung bewerten zu können, wird in einem weiteren Schritt eine Unsicherheitsanalyse durchgeführt.

3.3.2.1 Investitionskosten

Die Kosten eines Energiesystems, wie einer PtL-Anlage, lassen sich in Investitions- und Betriebskosten aufteilen [233]. Die Gesamtinvestitionskosten, häufig mit CAPEX (engl.: *Capital Expenditure*) abgekürzt, umfassen alle langfristigen Anlagenkosten jeder Komponente i eines Gesamtsystems mit n_k Komponenten. Dabei wird zwischen direkten und indirekten Investitionskosten unterschieden. Zu den direkten Investitionskosten zählen zum einen die Anschaffungskosten C_i jeder Komponente, welche spezifisch in Abhängigkeit einer Referenzgröße angegeben werden. Diese Referenzgrößen sind beispielsweise Leistungseinheiten (1 kW, 1 MW) bei Windenergieanlagen, Elektrolyseuren oder Syntheseanlagen [18, 234, 235]. Speicherkosten werden dagegen in Bezug auf ihren Energieinhalt oder ihrer geometrischen Größe (Salzkavernen) angegeben [133]. Die spezifischen Anschaffungskosten werden im Anschluss mit dem Faktor S_i multipliziert, um die Größe der Komponente im Vergleich zur Referenz zu berücksichtigen. Optional können Skaleneffekte (engl.: *Economy of Scale*) oder eine Lernkurve berücksichtigt werden [92], die häufig Bestandteil von Zukunftsprognosen sind. Je nach Entwicklungsstand der eingesetzten Technologie sind diese Annahmen mit Unsicherheiten behaftet [92], insbesondere im Hinblick auf neue Entwicklungen. Zum andern sind die Installationskosten Teil der direkten Investitionskosten, also die Kosten für den Bau und die Inbetriebnahme der Anlage. Sie werden mit einem Faktor $F_{inst,i}$ berücksichtigt, siehe Gleichung 3.9.

Die indirekten Investitionskosten beinhalten in der vorliegenden Arbeit die Kosten für die Geländeerschließung, Planung und Ingenieursdienstleistungen, Genehmigung, sowie der Einplanung von unvorhersehbaren Kosten während der Errichtung einer Anlage [236]. Diese werden jeweils mit einem Faktor $F_{ind,j}$ als Prozentsatz der direkten Investitionskosten angegeben. Somit berechnen sich die Gesamtinvestitionskosten zu:

$$CAPEX = \sum_{i=1}^{n_k} (C_i \cdot S_i \cdot F_{inst,i}) \cdot (1 + \sum_{j=1}^{m} F_{ind,j})$$ Gleichung 3.9

Dabei ist zu beachten, dass bei den unterschiedlichen Komponenten der PtF-Anlage, teilweise die Installations- und alle indirekten Investitionskosten bereits in den spezifischen Anschaffungskosten C_i enthalten sind. Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung in dieser Arbeit werden die Annahmen aus Tabelle 3.1 herangezogen.

Tabelle 3.1: Übersicht der Annahmen zur Berechnung der Investitionskosten

	C_i		$F_{inst,i}$	$\sum_{j=1}^{m} F_{ind,j}$	Literatur
Windturbine	1.180	€ / kW	1	0	[237]
Elektrolyseur	545	€ / kW	1,1	0,4	[18, 236, 238]
Salzkaverne	280	€ / MWh	1	0	[239]
Methanol Synthese	350	€ / kW	1	0	[240]
Fischer-Tropsch Synthesis	530	€ / kW	1	0	[18]

3.3.2.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten, kurz OPEX (engl.: *Operational Expenditure*), sind die jährlich anfallenden Kosten zum Betrieb eines Systems. Dazu gehören auf der einen Seite die direkten Betriebskosten für Betriebsmittel wie Strom, Wärme oder Rohstoffe, die sich aus den jeweiligen Kosten K_i der Betriebsmittel und der erforderlichen Menge ergeben. Die betrachteten Betriebsmittel der PtL-Anlage sind CO_2, Wasser und der elektrische Energiebedarf der Kraftstoffsynthese. Die Annahmen für deren spezifische Kosten befinden sich in Tabelle 3.2. Somit ergeben sich die jährlichen direkten Betriebskosten zu:

$$OPEX_{dir} = \dot{m}_{CO_2} \cdot K_{CO_2} + \dot{V}_{H_2O} \cdot K_{H_2O} + W_{el,Synthese} \cdot K_{Strom} \qquad \text{Gleichung 3.10}$$

Tabelle 3.2: Übersicht der Annahmen zur Berechnung der direkten Betriebskosten

K_{CO_2}	K_{H_2O}	K_{el}	Literatur
70 €/t	2 €/m³	105 €/MWh	[92, 241]

Auf der anderen Seite setzen sich die indirekten Betriebskosten $OPEX_{indir}$ vornehmlich aus Personalkosten, Wartungsarbeiten, Verwaltung, Steuern und Versicherungen zusammen [92, 232]. Die indirekten Betriebskosten werden für WEA, Elektrolyse und Wasserstoffspeicherung vielfach als O&M-Kosten (engl.: O*perating & Maintenance*) zusammengefasst und als Prozentsatz der Investitionskosten oder der installierten Leistung angegeben [230, 239, 242] (siehe Tabelle 3.3).

Tabelle 3.3: Faktoren zur Berechnung der indirekten Betriebskosten $OPEX_{indir}$ von WEA, Elektrolyseur und Salzkaverne

	O&M Kosten	zusätzliche Kosten	Quelle
WEA	40 € / kW	-	[237]
Elektrolyseur	3 % * $CAPEX_{PEMEL}$	Stack Überholung: 12 % * CAPEX nach 10 Jahren	[238, 243]
Salzkaverne	4 % * $CAPEX_{Speicher}$	-	[239]

Für Chemieanlagen, also im vorliegenden Fall für die Kraftstoffsynthese, muss dagegen auf Best-Pratice Methoden zur Abschätzung der indirekten Betriebskosten zurückgegriffen werden [232]. Zunächst können die Personalkosten $K_{Personal}$ mithilfe der Produktionsmenge $\dot{m}_{Produkt}$, den benötigten Prozessschritten $n_{Prozess}$, den Betriebsstunden $t_{Betrieb}$ und dem Stundenlohn K_{Stunde} abgeschätzt werden [92]:

$$K_{Personal}\left[\frac{€}{Jahr}\right] = 2{,}13 \cdot \dot{m}_{Produkt}\left[\frac{kg}{h}\right]^{0.242} \cdot n_{Prozess} \cdot \frac{t_{Betrieb}}{24} \cdot K_{Stunde} \qquad \text{Gleichung 3.11}$$

Die weiteren indirekten Betriebskosten für chemische Anlagen ergeben sich im Anschluss mit den in Tabelle 3.4 angegebenen Faktoren. Dabei ist zu erkennen, dass die Wartungskosten, die Betriebsmittel, sowie die Versicherung und Steuern direkt abhängig von den Investitionskosten (CAPEX) sind. Die Ausgaben für die Betriebsüberwachung ergeben sich dagegen zum Beispiel zu 15 % der Personalkosten (siehe Tabelle 3.4).

Tabelle 3.4: Zusammensetzung der indirekten Betriebskosten [92]

Kostenbezeichnung	Bezug	Typischer Faktor
Betriebsüberwachung (BÜ)	$K_{Personal}$	0,15
Wartungskosten ($K_{Wartung}$)	CAPEX	0,04
Betriebsmittel	$K_{Wartung}$	0,15
Werkstattkosten	$K_{Personal}$	0,2
Versicherung und Steuern	CAPEX	0,02
Gemeinkosten	$K_{Personal}$ + BÜ + $K_{Wartung}$	0,6
Administrative Kosten	Gemeinkosten	0,25

3.3.2.3 Produktgestehungskosten

Die Produktgestehungskosten sind die zentrale wirtschaftliche Bewertungsgröße einer PtL-Anlage, da dadurch eine Vergleichbarkeit mit anderen Kraftstoffherstellungspfaden erreicht wird. Für die Berechnung müssen sowohl die einmalig zu Beginn anfallenden Investitions- als auch die jährlichen Betriebskosten über die Lebensdauer der Anlage berücksichtigt werden. Durch die unterschiedlichen Zeitpunkte der anfallenden Zahlungen, sind sie nicht direkt miteinander vergleichbar. Dieses Problem

kann unter anderem durch eine zeitgewichtete Mittelung aller Zahlungen über die Nutzungsdauer gelöst werden [233]. Das genannte Verfahren ist als Annuitätsmethode bekannt und ist die am häufigsten eingesetzte Methode zur Investitionsrechnung in der Energiewirtschaft [244]. Dabei wandelt der Annuitätsfaktor a_n die zum Anfang der Betriebszeit anfallenden Investitionskosten in eine Reihe n konstanter Zahlungen k zum Jahresende unter Berücksichtigung des kalkulatorischen Zinssatzes i um [244]:

$$k\ \left[\frac{€}{a}\right] = CAPEX \cdot a_n = CAPEX \cdot \frac{(i+1)^n \cdot i}{(i+1)^n - 1} \qquad \text{Gleichung 3.12}$$

Der kalkulatorische Zinssatz i, auch als WACC (engl.: *Weighted Average Cost of Capital*) bezeichnet, wird vor der Investitionsrechnung festgelegt und berücksichtigt den Anteil von Eigen- und Fremdkapital, die Eigenkapitalrendite, das Investitionsrisiko, Ertragssteuern und den Zins für das Fremdkapital [244]. Abbildung 3.5 veranschaulicht den Effekt des Annuitätsfaktors bei gegebenem WACC, welche die anfängliche Investition auf jährlich konstante Zahlungen, genannt „Annuitäten", verteilt. Nach Ablauf der Lebensdauer n sind durch die Zahlung der Annuitäten die Zinsen und die Tilgung der Investition beglichen [245].

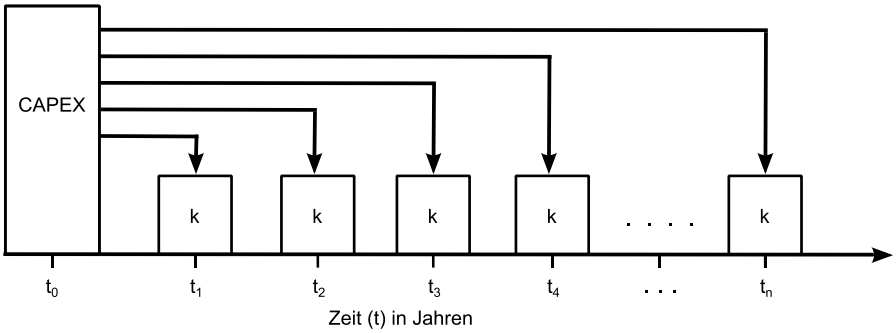


Abbildung 3.5: Aufteilung einer Anfangsinvestition (CAPEX) in jährlich konstante Annuitäten (k), nach [246]

Nach erfolgter Aufteilung der Investitionskosten können diese mit den jährlich anfallenden Betriebskosten aufsummiert werden. Die daraus resultierenden jährlichen Gesamtkosten ergeben im Verhältnis mit dem produzierten Kraftstoff die spezifischen Produktgestehungskosten NPC (engl.: *Net Production Costs*) zu

$$NPC\ \left[\frac{€}{l_{GE}}\right] = \frac{k + OPEX_{dir} + OPEX_{indir}}{\dot{m}_{Kraftstoff} \cdot \frac{H_{u,\ Kraftstoff}}{H_{u,\ vol.,GE}}} \qquad \text{Gleichung 3.13}$$

Dabei ermöglicht der Bezug des gravimetrischen Energiegehaltes des jeweilig produzierten Kraftstoffes $H_{u,\ Kraftstoff}$ in MJ/kg auf den volumetrischen Heizwert von einem Liter Benzinäquivalent $H_{u,\ vol.,GE}$ = 32,2 MJ/l_{GE} (engl.: *GE = gasoline equivalent*) [92] den energetischen Vergleich der Produktgestehungskosten unterschiedlicher Kraftstoffe.

Als Fazit zu diesem und dem vorherigen Unterkapitel fasst Abbildung 3.6 die Berechnungsschritte der angewandten Methodik zur Berechnung der Produktgestehungskosten zusammen. Insgesamt sind sieben Schritte bis zur Bestimmung des NPC-Wertes notwendig. Weiterhin ist die Abhängigkeit der indirekten Betriebskosten von der Gesamtinvestition zu erkennen.

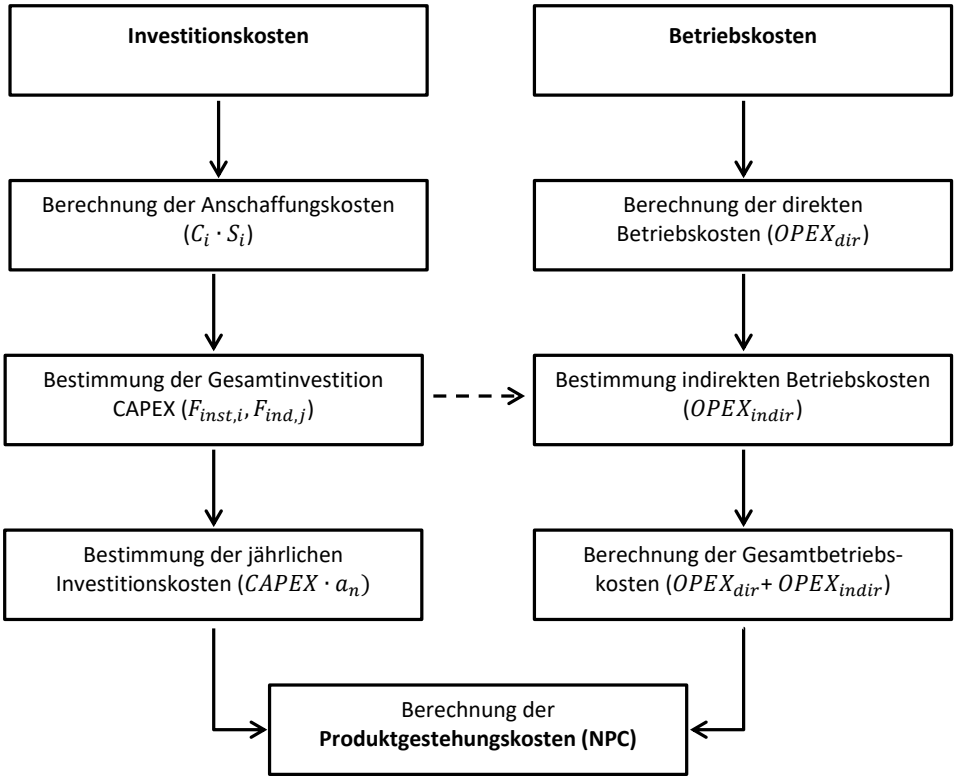


Abbildung 3.6: Übersicht der angewandten Methodik zur Berechnung der Produktgestehungskosten, Abbildung angelehnt an König [70]

3.4 Systemmodellierung mit Python

Zur Berechnung von Kraftstoffversorgungssystemen sind im Rahmen dieser Arbeit drei Systemoptimierungsmodelle in einer Python-Softwareumgebung erstellt worden. Die Modelle unterscheiden sich in ihrem Aufbau und ihrer Funktionsweise, um verschiedene Fragestellungen zielgerichtet zu beantworten.

Die Modelle wurden in einer Python-Softwareumgebung mit Hilfe des Softwarepackages Pyomo [247], zur Formulierung von Optimierungsmodellen, umgesetzt. Mit Hilfe von Pyomo kann ein Netzwerk aus Objekten zur Abbildung eines Optimierungssystems aufgestellt und anschließend als ein Gleichungssystem formuliert werden. Das Grundmodell ist die Optimierung von Kraftversorgungssystemen, vorgestellt in 3.4.1. Modell 2 und 3 stellen Abweichungen des Grundmodells dar, die in den zugehörigen Unterkapiteln 3.4.2 und 3.4.3 beschrieben werden.

In den Modellen wird der Verkehrssektor inklusive dessen Energieversorgung abgebildet und nach einem Zielwert optimiert. Der Zielwert ist entweder eine Gesamtenergiemenge oder es sind die Gesamtkosten des modellierten Systems. Weiterhin werden Randbedingungen für das System gesetzt, in welchen die Optimierungslösung liegen muss. Eine wichtige Randbedingung ist die Menge an CO_2, die das Gesamtsystem emittiert. Weitere Randbedingungen können minimale oder maximale Kapazitäten eines bestimmten Objekts sein. Beispielsweise ist das nutzbare Potenzial an Biomasse

begrenzt und daher mit einem maximalen Wert versehen. Die einzelnen Elemente, die das Modell bilden, werden im Folgenden beschrieben.

Zum Aufbau eines Optimierungsmodells werden Objekte definiert und miteinander verbunden. Dabei wird zwischen vier möglichen Objektarten unterschieden.

- Source: Die Quelle für einen Strom
- Transformer: Ein Wandler von Strömen in eine andere Art des Stroms
- Hub: Zusammenführung von Strömen gleicher Art
- Sink: Der Endnutzer eines Stroms (Senke)

Diesen Objekten sind Attribute zugeordnet. Die möglichen Attribute eines Objektes werden im Folgenden unter jedem Objekt aufgeführt.

Source (Quelle)

Quellen sind die Ursprünge der Energie- oder Materialströme. Zunächst muss die Art des von der Quelle ausgehenden Stroms definiert werden. In der Modellierung dieser Arbeit gibt es Rohöl, Erdgas, Biomasse, CO_2, Wasserstoff und elektrischen Strom. Andere wichtige Attribute sind Kosten, CO_2 Fußabdruck und maximale Mengen.

Transformer (Wandler)

In den Wandlern können Ströme in andere Stromarten umgewandelt werden. Es ist auch möglich, dass mehrere Ströme zu einem oder mehreren Strömen umgewandelt werden. Die Bilanz eines Wandlers von Input- in Outputströme, sowie die Art des jeweiligen Stroms, ist als Attribut des Objektes hinterlegt. Weiter zählen Kosten, CO_2 Fußabdruck und Randbedingungen für die Mengengrenzen (Maxima und Minima) zu den möglichen Attributen.

Hub (Sammler)

Hubs bieten die Möglichkeit Ströme gleicher Art zu sammeln. Dies verhindert, dass alle Produktionsoutputs eines Stroms mit allen möglichen Inputs verbunden werden müssen. Darüber hinaus werden den Hubs keine weiteren Attribute zugeordnet.

Sink (Senke)

Sinks sind die Objekte, in denen ein Bedarf definiert wird, der dann von den Quellen über die Transformatoren bedient wird. Der Bedarf wird in den Einheiten Fahrzeugkilometer oder Kraftstoffbedarf definiert.

Abbildung 3.7 zeigt den schematischen Grundaufbau der Modelle. Das Berechnungsspektrum des Modells umfasst die gesamte Energiebereitstellung für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren, jedoch nicht die Energiebereitstellung für Fahrzeuge mit elektrischen Antrieben. Die Primärenergien werden als Sources definiert (links), die Umwandlungsprozesse als Transformers (mittig) und die Fahrleistung als Systembedarf als Sink (rechts). Der im Modell definierte zu deckende Bedarf wird in Fahrzeugkilometern für Straßenfahrzeuge bzw. in PJ-Kerosin für den Luftverkehr, sowie einen pauschalen Kraftstoffbedarf für alle weiteren Verkehrsträger, angegeben. Die im Modell implementierten Bedarfe entstammen der Szenarienanalyse, die in Kapitel 4 vorgestellt wird. In Abbildung 3.7 werden darüber hinaus die exogen definierten Randbedingungen (rot), die endogen im

Modell berechneten Größen (grün) und der Randbedingungen, die über das Szenario vorgegeben werden (gelb) aufgeführt. In den folgenden Abschnitten werden die drei verwendeten Modelle näher erläutert.

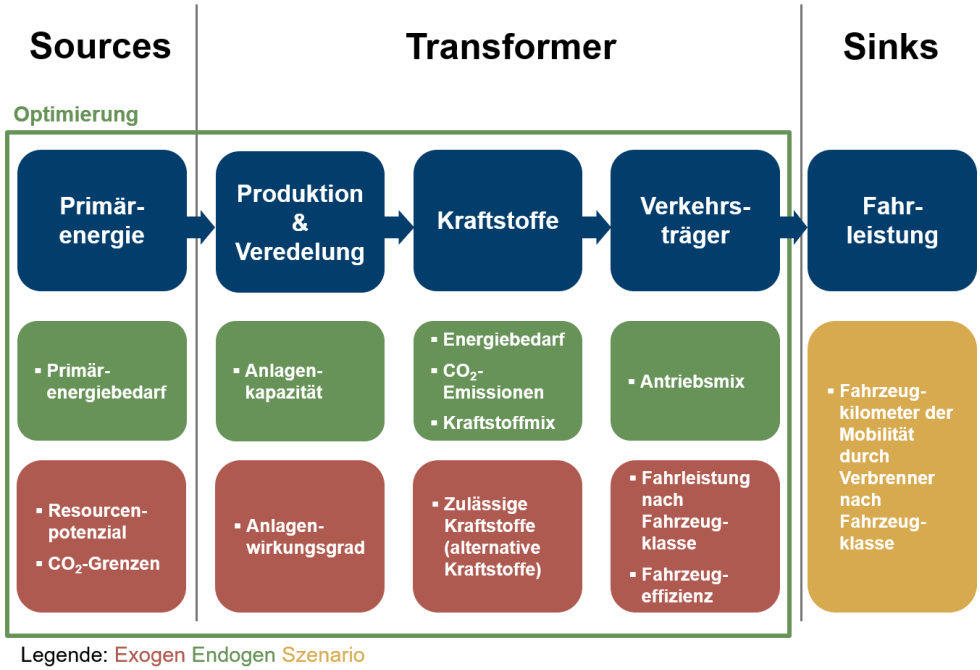


Abbildung 3.7: **Aufbau der Optimierungsmodelle für die Energieversorgung des Verkehrssektors inklusive der exogenen definierten Randbedingungen (rot), des Modelloutputs (grün) und der szenarioabhängigen Randbedingungen (gelb)**

3.4.1 Modell 1: Optimierung von Kraftstoffversorgungspfaden

Für die Berechnung der Kraftstoffversorgungspfade wird ein Optimierungsmodell zur Minimierung des Primärenergieverbrauchs aufgestellt. Da die Effizienz der Kraftstoffbereitstellung im vorliegenden Fall auch mit den Bereitstellungskosten korrespondiert, sind die Ergebnisse des Modells 1 auch qualitativ repräsentativ für die Systemkosten. Modell 3 befasst sich in einem weiteren Schritt im Einzelnen mit Systemkosten für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen.

Als Grenzwert für die CO_2-Emissionen bis 2030 wird ein Wert von 96 Mt gesetzt. Dieser Wert entspricht einer Reduktion von 40 % gegenüber den Emissionen von 1990 und damit dem im Klimaschutzplan definierten Ziel. Im Einklang mit den Gesamtreduktionszielen für Deutschland wird die Zielvorgabe für CO_2 Emissionen in 2050 auf 32 Mt entsprechend einer Reduktion von 80 % gesetzt. In einer weiteren Modellierung wird ein CO_2-Grenzwert von 8 Mt, entsprechend einer Reduktion von 95 % festgelegt. Dabei werden die CO_2 Emissionen denen in den Quellen eingeführten Rohstoffen zugeordnet.

Abbildung 3.8 zeigt das konkrete erstellte System als Eingang in die Optimierung (vgl. auch Abbildung 3.7. Dargestellt werden alle Primärenergiequellen als Sources (links), die Produktions- und Umwandlungsschritte als Transformatoren (Mitte) und der Systembedarf als Sinks (rechts) sowie die Hubs zur Sammlung gleichartiger Kraftstoffsorten (kreisförmig). Der Transportbedarf, der durch Kraftstoffe über die Umwandlungspfade gedeckt werden muss, ist durch Fahrzeugkilometer für alle

Straßenfahrzeuge, durch einen Kerosinbedarf für den Flugverkehr und durch einen Pauschalbedarf für die übrigen Verkehrsträger angegeben. Die Fahrzeuge sind nach Antriebsart und im Falle des Nutzverkehrs zusätzlich in Gewichtsklassen unterteilt. Die Antriebe unterscheiden sich in Diesel- und Ottotechnologie, sowie den Methanbetriebenen Antrieben. Die Aufteilung der Fahrzeugkilometer, die durch eine bestimmte Antriebstechnologie (nur Verbrennungsmotoren) bereitgestellt werden, ist demnach eine endogene Berechnungsgröße der Systemoptimierung.

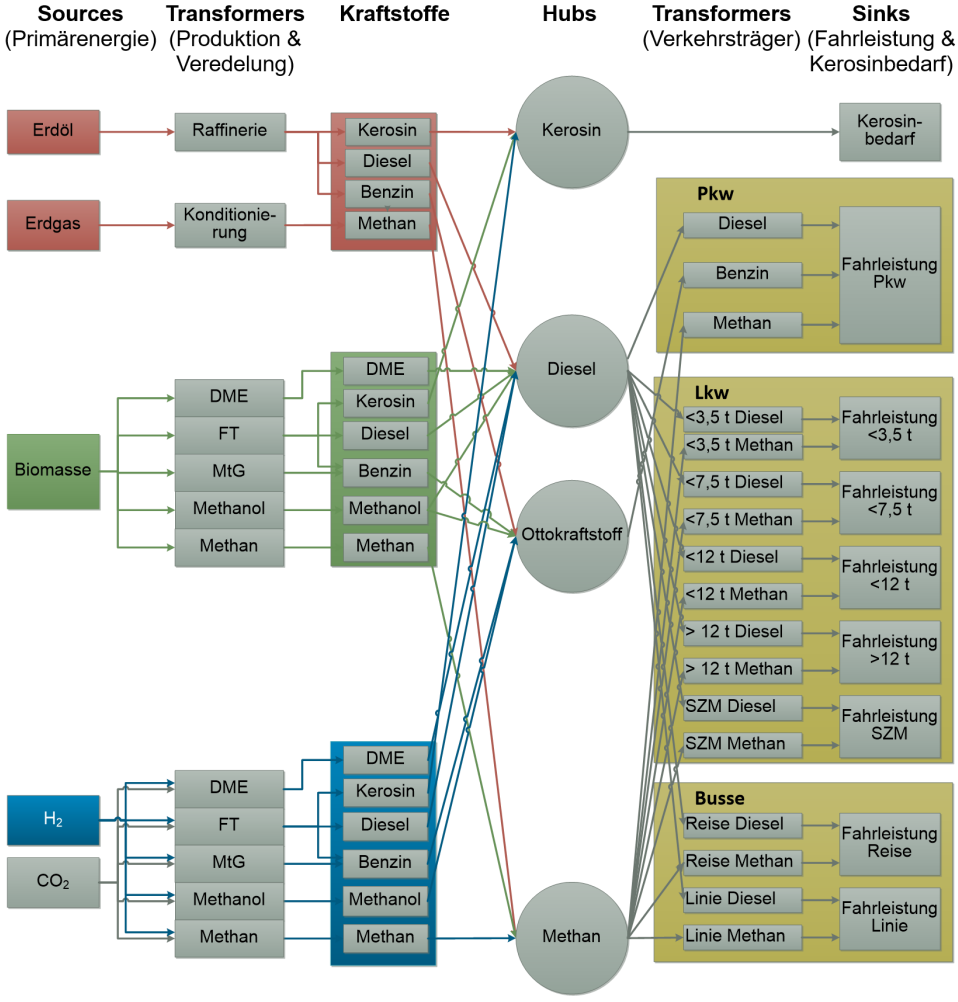


Abbildung 3.8: **Fließbilddiagramm des Systemmodells mit den Modellobjekten Sources, Transformers, Hubs und Sinks**

Im Laufe von Fallanalysen, werden Kraftstoffarten in verschiedenen Kombinationen für die Deckung des Transportbedarfs zugelassen. So können beispielsweise die Unterschiede im Gesamtenergiebedarf bei der Nutzung von DME als alternativer Dieselkraftstoff im Gegensatz zu einer auf synthetische Kraftstoffe in drop-in Qualität beschränkten Kraftstoffversorgung ermittelt werden. Die Auflistung der Fallanalysen zu alternativen Kraftstoffen sowie dessen Durchführung und Auswertungen werden in 7.2.2 beschrieben.

3.4.2 Modell 2: Monte-Carlo

Während die Eingangsdaten für Modell 1 durch die Szenarienentwicklung zu unterschiedlichen Fällen zusammengesetzt werden, ist das Ziel des zweiten Modells alle möglichen Kombinationen von Eingangsdaten in einem Modell zu verbinden. Dies wird anhand einer Simulation nach der Monte-Carlo Methode durchgeführt. Hierfür werden für Randbedingungen und Modellparameter durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen anstatt fester Werte definiert. Anhand der Wahrscheinlichkeitsverteilung werden dann Werte für alle Parameter per Zufall ermittelt und für das so ermittelte Datenset wird die Systemoptimierung durchgeführt. Dieser Vorgang wird wiederholt und durch eine hohe Anzahl an Optimierungsdurchläufen kann das Modell eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der Optimierungsergebnisse mit unterschiedlichen Parameterkombinationen ermitteln. Das System ist wie auch in Modell 1 ein lineares Optimierungsproblem und die definierte CO_2 Restriktionen gelten weiterhin als Randbedingung für das Modell.

Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Parameter des Systems werden durch Gammaverteilungen beschrieben. Diese Verteilung werden durch die drei Kenngrößen untere Grenze x_u, obere Grenze x_o und dem Wert, an dem die Wahrscheinlichkeitsdichte ihr Maximum erreicht x_m definiert. Die Wahrscheinlichkeitsdichte einer Gammaverteilung mit den entsprechenden Kenngrößen wird beispielhaft in Abbildung 3.9 dargestellt.

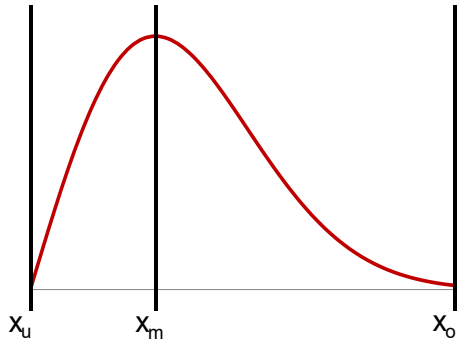


Abbildung 3.9: Wahrscheinlichkeitsdichte einer Gammaverteilung mit den drei Kenngrößen x_u, x_o und x_m

Die Auswertung der Modellergebnisse wird anhand eines betrachteten Wertes, der sich gemäß der statistischen Parameterauswahl stets verändert, durchgeführt. In dem vorliegenden Fall wird die Auswertung anhand des Wasserstoffbedarfs für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen und des Gesamtbedarfs an synthetischen Kraftstoffen durchgeführt. Die Parameterauswahl sowie die Durchführung und die Ergebnisse der Monte-Carlo Simulation werden in Abschnitt 0 vorgestellt.

3.4.3 Modell 3: Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Kraftstoffversorgungssystems

Das dritte Modell berechnet zusätzlich zu dem Bedarf an Kraftstoffen im Transportsektor die Verteilung und Größe der PtF-Produktionsanlagen. Die Zielfunktion beschreibt in diesem Modell die Gesamtkosten der Produktionsanlagen für Elektrokraftstoffe. Dafür werden Gleichungen für die Kapital- und Betriebskosten der Produktionsanlagen eingeführt und in die Zielfunktion integriert. Die Kosten hängen somit von standortbedingten Eigenschaften und der Kraftstoffart, die in der Anlage produziert wird, ab.

Optimierungsmodell 3 benötigt als zusätzliche Eingangsdaten eine Datei mit möglichen Anlagenstandorten. Als mögliche Anlagenstandorte wird eine Kartei der identifizierten CO_2 Punktquellen in Deutschland und deren Standortattributen herangezogen, die in Unterkapitel 7.1 vorgestellt wird. Jedem Standort werden die Attribute

- verfügbare CO_2 Menge,
- CO_2 Abscheidungskosten,
- und Entfernung zum nächsten Produktionsstandort von erneuerbarem Wasserstoff

zugeordnet. Die verfügbare CO_2 Menge und die Abscheidungskosten berücksichtigt den Entstehungsprozess des CO_2 und die angenommene Abtrennungsmethode. Die Standorte von Quellen für erneuerbaren Wasserstoff werden aus der im Energiekonzept 2.0 [243] ausgelegten Wasserstoffinfrastruktur entnommen. Zusätzlich wird die mögliche Größe der PtF-Anlagen auf zwischen 30 und 400 MW Inputleistung in Form von Wasserstoff festgelegt. 30 MW korrespondiert mit einer Anlagengröße im kleinen industriellen Maßstab und kann noch mit der Menge der kleinesten in der E-PRTR Kartei [97] aufgeführten CO_2-Quelle vollständig versorgt werden. Die maximale Anlagengröße wird an die CO_2 Menge eines großen Zementwerkes angepasst. Diese Anlagengröße liegt zwischen der bisher größten geplanten PtL-Anlage in Norwegen [248] und der größten betriebenen GtL-Anlage von Shell in Katar [249]. Die Auswahl spezifischer Standorte in der Optimierung erhöht die Komplexität in der Lösung durch die Einführung von Mixed Integers (Lösungsmenge besteht auf ganzzahligen und nicht-ganzzahligen Werten).

Die Kosten werden, angelehnt an die Methodik aus Unterkapitel 3.3.2, in jährliche Kapitalkosten, direkte Betriebskosten und indirekte Betriebskosten unterteilt. Die jährlichen Kapitalkosten setzen sich aus den spezifischen Kapitalkosten (in €/MW), der Anlagenkapazität (in MW) und dem Annuitätenfaktor (Gleichung 3.12) zusammen. Dabei ist zu beachten, dass die spezifischen Kapitalkosten von der Gesamtkapazität der Anlage abhängen, da der Aufbau einer größeren Anlage bezogen auf die Produktionskapazität in der Regel günstiger ist. Wie in Gleichung 3.14 dargestellt, sind die Gesamtinvestitionskosten ($CAPEX$) somit abhängig von der Anlagenkapazität ($capacity$) und den spezifischen Anlagenkosten ($spec.CAPEX$), die wiederum von der Anlagenkapazität abhängig sind. Durch diesen Zusammenhang entsteht ein quadratischer Zusammenhang in der Optimierung.

$$CAPEX = spec.CAPEX(capacity) \cdot capacity \qquad \text{Gleichung 3.14}$$

Die spezifischen Kapitalkosten in Abhängigkeit der Anlagengröße von ausgewählten PtF-Prozessen wurden erstmals in der Arbeit von Schemme [71] in einem hohem Detailgrad veröffentlicht. Basierend auf diesen Zahlen werden Gleichungen zur Beschreibung der CAPEX-Kosten für die Methanol-, MtG-, FT- und OME-Synthese formuliert. Die Kosten werden als Exponentialfunktion nach Gleichung 3.15 implementiert.

$$spec.CAPEX(capacity) = S + c \cdot e^{-k \cdot capacity} \qquad \text{Gleichung 3.15}$$

In der Arbeit von Schemme [71] werden nur für die Methanolsynthese ausreichend ausgearbeitete Kostenannahmen für mehrere Anlagengrößen angegeben, um die Exponentialfunktion aufzustellen. Die Kostenkurven der übrigen Verfahren werden durch eine Skalierung der Methanol-Kurve auf die gegebenen spezifischen Kosten bei einer Anlagengröße von 300 MW erarbeitet. Tabelle 3.5 zeigt die verwendeten Parameter zur Beschreibung der Kostenkurven, welche in Abbildung 3.10 dargestellt werden.

Tabelle 3.5: **Parameter zur Aufstellung der Kostenkurven für die Syntheseprozesse zur Implementierung im Optimierungsmodell**

	Methanol	MtG	FT	OME
S	234	311	664	791
c	339	486	1432	2130
k	0,015	0,017	0,019	0,021
Spez. Kosten bei 300 MW [71]	235,4 €/kW	312,5 €/kW	666,6 €/kW	793,9 €/kW

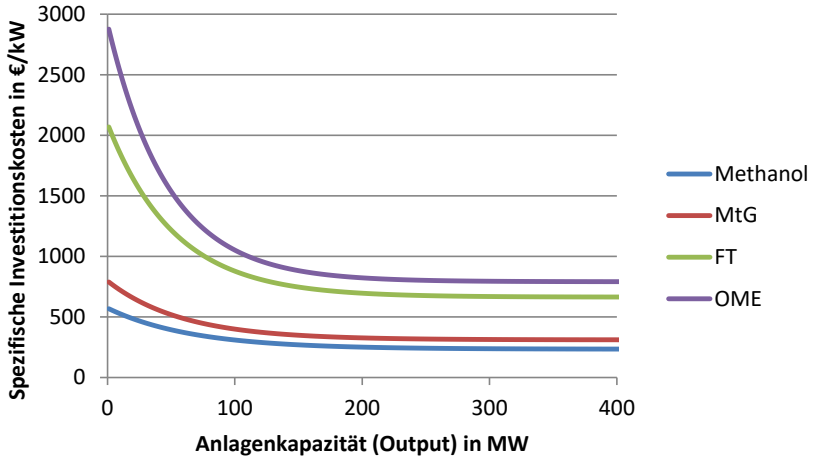


Abbildung 3.10: **Spezifische Investitionskosten der Syntheseprozesse Methanol, Methanol-to-Gasoline (MtG), Fischer-Tropsch (FT) und OME in Abhängigkeit der Anlagengröße nach Schemme [71]**

Zu den direkten Betriebskosten zählen die Betriebsmittel, die im Produktionsprozess verbraucht werden. Diese sind im vorliegenden Fall H_2 und CO_2. Die Kosten beider Betriebsmittel werden in diesem Modell nicht als konstante, sondern als standortabhängige Werte implementiert.

Die Annahmen für CO_2 Kosten basieren auf der in Unterkapitel 2.2.2 durchgeführten Literaturrecherche. Dabei werden die E-PRTR Daten für Deutschland im Jahr 2017 als Grundlage genommen [97]. Industriezweigspezifisch werden Abschläge für die gesamten CO_2 Emissionen, basierend auf vorliegenden Studien vorgenommen. Dann wird ein geeignetes CO_2-Abscheidungsverfahren für den Einsatz im Zeithorizont bis 2050 ausgewählt, um die nutzbare CO_2-Menge pro Quelle und die Abscheidungskosten zu bestimmen. Der langfristige Zeithorizont bedeutet, dass integrative Verfahren genutzt werden können (vgl. 2.2.2). Die Ergebnisse der Literaturanalyse der CO_2-Quellen und damit die Eingangsdaten für die Modellierungen werden in 7.1 vorgestellt.

Die Kosten für die Wasserstoffbereitstellung sollen für unterschiedliche Fallstudien sowohl als konstanter als auch als standortabhängiger Wert implementiert werden. Als Rahmenbedingung für die Analysen mit Modell 3 wird angenommen, dass eine Wasserstoffinfrastruktur implementiert werden muss, um große Energieflüsse regional zu verteilen. Der Aufbau einer solchen Infrastruktur wird als Anhaltspunkt für eine kostenabhängige Wasserstoffversorgung der PtF-Anlagen herangezogen, wobei eine größere Distanz zum nächsten Produktionsstandort, sprich eine größere erforderliche

Infrastruktur, höhere Wasserstoffkosten bedeuten soll. In den Analysen in Kapitel 7 werden zwei verschiedene entfernungsabhängige Kostenstrukturen und ein Fall mit konstanten H_2-Kosten anhand des Modells 3 untersucht.

Die Entfernung der geeigneten CO_2-Quellen (PtF-Anlagenstandort) zu der nächsten dieser Wasserstoffquellen wird als Abszisse in der Bestimmung der Wasserstoffkosten herangezogen. Als durchschnittlicher Wert werden 4,60 €/kg_{H2} angenommen. Dies entspricht den Wasserstoffbereitstellungskosten inklusive der gesamten Transmissions-Pipeline Infrastruktur aus der H2-Mobility Studie [250]. Die Kurve wird zwischen den Randwerten so gelegt, dass die Steigung bei kleineren Entfernungen größer ist und später abflacht. Hierdurch wird die höhere Anzahl der PtF-Anlagen in Elektrolyseurnähe und das damit verbundene komplexere Verteilungsnetz berücksichtigt. Eine solche Abhängigkeit der Wasserstoffkosten ist keine quantitativ akkurate Beschreibung für eine Verteilungsinfrastruktur, spiegelt jedoch die qualitativen Tendenzen wider. Die genauen Kostenkurven für die Standortabhängigen Wasserstoffkosten werden genauer in 7.2.1 beschrieben. Somit werden die direkten Betriebskosten durch die spezifischen Kosten von H_2 (C_{H_2}) bzw. CO_2 (C_{CO_2}) bestimmt. Diese beiden Werte sind wiederum von den Attributen der CO_2-Quelle abhängig (vgl. Gleichung 3.16 bis Gleichung 3.18).

$$OPEX_{dir} = C_{H_2} \cdot \dot{m}_{H_2} + C_{CO_2} \cdot \dot{m}_{CO_2} \quad \text{Gleichung 3.16}$$

$$C_{H_2} = f(Distanz\ zur\ H_2\ Quelle) \quad \text{Gleichung 3.17}$$

$$C_{CO_2} = f(Art\ der\ Punktquelle) \quad \text{Gleichung 3.18}$$

Die Implementierung der indirekten Betriebskosten wird angelehnt an die in Unterkapitel 3.3.2 beschriebene Standardmethode nach Peters et al. [232] durchgeführt. Dafür werden zunächst die Personalkosten ($K_{Personal}$) in Abhängigkeit der Anlagenkapazität nach Gleichung 3.11 berechnet. Der Gesamtbetrag der indirekten Betriebskosten $OPEX_{indir}$ ist nach Gleichung 3.19 abhängig von den Personalkosten, die von der Anlagenkapazität abhängen (vgl. Gleichung 3.20).

$$OPEX_{indir} = K_{Personal} \cdot 4 \quad \text{Gleichung 3.19}$$

$$K_{Personal} = f(capacity) \quad \text{Gleichung 3.20}$$

Durch die Einbindung der Kapitalkosten durch Gleichung 3.14 als quadratischen Term in der Zielwertfunktion und die Auswahl der Anlagenstandorte wird das zu lösende Gleichungssystem als „Mixed Integer Quadratic Program“ (MIQP) aufgestellt.

3.5 Veredelung von Fischer-Tropsch-Syntheseprodukten zu Verkehrskraftstoffen

In diesem Unterkapitel soll ein Verfahren zur Veredelung von FT-Produkten zu normgerechten Verkehrskraftstoffen erarbeitet und ausgelegt werden. Das Verfahren soll in Aspen Plus modelliert und ausgewertet werden. Das hier beschriebene Modell wurde in einer im Rahmen dieser Promotion betreuten Masterarbeit ausgelegt, in *Aspen Plus* implementiert und angewendet. Für tiefergehende Beschreibungen der Einzelprozesse wird der Leser an die Originalarbeit von Dieckmann [251] verwiesen.

Als Grundlage für die Auswahl von Veredelungsprozessen soll im ersten Schritt das zu veredelnde FT-Syntheseprodukt charakterisiert werden. Darauf aufbauend wird das Veredelungskonzept vorgestellt und beschrieben.

3.5.1 Charakterisierung des FT-Produktstroms

Da die Modellierung des FT-Prozesses an sich nicht Teil des Bearbeitungsspektrums dieser Arbeit ist, wird der Produktstrom eines Prozesses aus der Literatur herangezogen. Das Veredelungskonzept wird auf einen FT-Produktstrom basierend auf der Co-LTFT Synthese zugeschnitten. Dieses Verfahren wird gewählt, da die Produkte im Niedertemperaturverfahren (beschrieben in 2.2.1.1) einen höheren Anteil an Alkanen aufweist und der Kobalt-Katalysator den Schwerpunkt der Produktverteilung von den Wachsen zu den Mitteldestillaten verschiebt [62] (vgl. Tabelle 2.3). Die Definition des Syntheseproduktstroms erfolgt basierend auf den Daten aus de Klerk [62] verbunden mit dem Vorgehen von Burklé-Vitzthum et al. [252, S. 440] zur Erstellung einer Erdöl repräsentierenden Modellzusammensetzung. Eine Tabelle mit dem detaillierten Produktstrom der Synthese mit 182 Komponenten, welcher als Ausgangsstrom für die Veredelung genommen wird, befindet sich in Tabelle A.1 im Anhang.

Nachdem die genaue Produktzusammensetzung des Eingangsstroms definiert ist, kann dieser nun mittels *Aspen Plus* charakterisiert werden, um die erforderlichen Veredelungsprozesse anhand der nicht erfüllten Eigenschaften auszuwählen. In Tabelle 3.6 und Tabelle 3.7 werden jeweils die Eigenschaften der Naphtha- und Kerosinfraktion den Normanforderungen gegenübergestellt.

Der FT-Syntheseprozess produziert ausschließlich Kohlenwasserstoffketten, wodurch die Maximalgrenzen der Normvorschrift von Benzin verschiedener Verbindung, wie Aromaten, Benzen oder Methanol gut eingehalten werden können (vgl. Tabelle 3.6). Auf der anderen Seite übersteigt der Alkengehalt den der Normvorschrift. Die wichtigsten zu korrigierenden Eigenschaften des Syntheseproduktes sind die zu geringen Oktanzahlen RON und MON. Ferner liegen der Dampfdruck nach Reid und die Siedekurve knapp außerhalb des Normbereichs.

Die Kerosinfraktion (vgl. Tabelle 3.7) des FT-Syntheseproduktes liegt schon in vielen Punkten innerhalb der Normvorgaben. Eine wichtige Eigenschaft ist die Kältefestigkeit, angegeben durch den Gefrierpunkt, die durch die Veredelung noch von -5,2 °C auf -40 °C zu reduzieren ist. In der Norm für Jet-A1 ist zusätzlich ein Mindestanteil für Aromaten festgelegt. Auch das Siedeende liegt in der Fraktion des Syntheseproduktes über dem Normwert.

Tabelle 3.6: Vergleich der Kraftstoffnorm EN228:2014 [80] für Benzin mit der FT-Naphthafraktion (C_5–C_{10})

Eigenschaft	EN 228:2014 - 10		FT-Naphtha	Status
	min	max		
Research octane number (RON) [-]	95	-	64,3	Nein
Motor octane number (MON) [-]	85	-	74,8	Nein
Dichte (15 °C) [kg/m^3]	720	775	677,9	Nein
Alken-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	18	39,9	Nein
Aromaten-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	35	0	Ja
Benzen-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	1	0	Ja
O_2-Gehalt [%$_{Masse}$]	-	2,7	0	Ja
Methanol-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	3	0	Ja
Ethanol-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	5	0	Ja
i-Propanol-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	10	0	Ja
i-Butanol-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	10	0	Ja
tert-Butanol-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	7	0	Ja
Ether-Gehalt [%$_{Volumen}$]	-	15	0	Ja
Sonstige O_2-Verbindungen [%$_{Volumen}$]	-	10	0	Ja
Dampfdruck nach Reid [bar]	0,45	0,60	0,442	Nein
Siedekurve:				
E70 [%$_{Volumen}$]	20	48	18,2	Nein
E100 [%$_{Volumen}$]	46	71	52,1	Ja
E150 [%$_{Volumen}$]	75	-	84,1	Ja
Siedeende [°C]	-	210	< 210	Ja

Die in der *DIN EN 590:2014-04* [253] formulierten Anforderungen für Dieselkraftstoff sind nicht hinreichend genau formuliert, um eine Charakterisierung in *Aspen Plus* mit einer vergleichbaren Genauigkeit wie bei der Naphtha- oder Kerosinfraktion durchzuführen. Vorgegeben sind eine Dichte von 820 – 845 kg/m³ und eine Cetanzahl von über 51. Die T95 Temperatur von 360 °C lässt darauf schließen die Dieselfraktion bei Kohlenwasserstoffketten von C_{22} (Siedepunkt n-Docosan 368,3 °C) zu begrenzen. Die C_{14} – C_{22} Komponenten des FT-Produktes besitzen eine Dichte von 777 kg/m³ und eine Cetanzahl größer 51. De Klerk [62] berichtet, dass die Dieselfraktion des FT-Syntheseproduktes die Anforderungen nach *DIN EN 590:2014-04* erfüllen kann, wenn gleichzeitig eine Kerosinfraktion abgetrennt wird, die einen Teil der kurzkettigen Mitteldestillate beinhaltet.

Da die Einhaltung der Anforderungen für die Dieselfraktion mithilfe der gegebenen Möglichkeiten nicht detailliert vorgenommen werden kann, soll das Dieselprodukt anhand der Dichte und der Cetanzahl verschiedener Einzelkomponenten ausgewertet werden.

Tabelle 3.7: Vergleich der Kraftstoffnorm ASTM D7566 [254] für Jet-A1 Luftfahrtkraftstoff mit der FT-Kerosinfraktion

Eigenschaft	ASTM D7566		FT-Kerosin	Status
	min	max		
Dichte (15 °C) [kg/m^3]	755	800	745,5	Nein
Aromaten-Gehalt [%$_{Volumen}$]	8	20	0	Nein
Cycloalkan-Gehalt [%$_{Masse}$]	-	15	0	Ja
C- und H-Gehalt [%$_{Masse}$]	99,5	-	100	Ja
Rauchpunkt [mm]	25	-	53,2	Ja
Flammpunkt [°C]	38	-	67,8	Ja
Gefrierpunkt [°C]	-	-40	-5,2	Nein
Heizwert [MJ/kg]	42,8	-	43,8	Ja
Siedekurve:				
T_{10} [°C]	-	205	187	Ja
E_{50} [°C]	-	Report	233	Ja
E_{90} [°C]	-	Report	287	Ja
Siedeende [°C]	-	300	> 300	Nein
T_{90}-T_{10} [K]	22	-	100	Ja

3.5.2 Vorstellung des Veredlungskonzepts

In diesem Abschnitt wird das ausgearbeitete Veredelungskonzept vorgestellt. Die Aspen Plus Fließbilder aller Einzelprozesse werden in den Abbildung A. 1 bis Abbildung A. 10 im Anhang ausgestellt.

Abbildung 3.11 zeigt das ausgearbeitete und bei *Aspen Plus* implementierte Veredelungskonzept in einer schematischen Darstellung. Es wird davon ausgegangen, dass die leichten Kohlenwasserstoffe unter der Benzinfraktion (C_5-C_{10}) vor dem Veredelungsprozess abgetrennt und zurückgeführt werden, da sie nicht Teil des betrachteten Produktspektrums sind. Lediglich die C_4-Fraktion spielt im Verlauf des Prozesses eine wichtige Rolle im Raffinerieprozess und wird auch im vorliegenden mitverarbeitet.

Alle Produkte mit Kettenlängen von C_5 und länger werden zunächst der atmosphärischen Destillation zugefügt, in der der Strom in eine C_5-C_9 und eine C_{9+} Fraktion aufgeteilt wird. In der anschließenden Vakuumdestillation wird die C_{22+} Fraktion, sprich die Wachsfraktion, abgetrennt und zum Hydrocracker geleitet. Der Hydrocracker spaltet die Kohlenwasserstoffketten unter Zugabe von Wasserstoff auf. Alle Komponenten, die nach Durchlauf durch den Hydrocracker eine Kettenlänge über 22 besitzen, werden zurückgeführt. Der entstandene Produktstrom mit Komponenten im Spektrum von C_3-C_{22} geht als nächstes in den Pre-Flash, in dem der Strom in C_3-C_6 und C_7-C_{22} Fraktion aufgeteilt wird. Die C_7-C_{22} Fraktion wird in eine weitere atmosphärische Destillation geführt, in der die langkettigen Kohlenwasserstoffe als Dieselkraftstoff abgeführt werden. Die kürzeren Ketten (C_7-C_{10}) gehen zusammen mit der C_5-C_6-Fraktion aus dem Pre-Flash in einen Hydrotreater, die mittlere Fraktion (C_9-C_{17}) wird weiter in die Kerosin Hydroisomerisierung geleitet. Nach dem Hydrotreater wird von dem Strom wiederum in eine C_5-C_6-Fraktion abgetrennt, die nach der Naphtha Hydroisomerisierung als Isomerate dem Benzin-Produktstrom zugeführt wird. Die C_7-C_{10}-Fraktion aus dieser Destillation wird zunächst katalytisch reformiert. Von dem Produktstrom der katalytischen Reformierung wird Benzol

für die aromatische Alkylierung abgetrennt und der Reststrom wird dem Benzin-Produktstrom als Reformat zugeführt. Vom Produkt der Kerosin-Hydroisomerisierung wird die C_3-i-C_5-Fraktion in einer Destillation abgetrennt. Diese wird zusammen mit der C_3-C_5-Fraktion aus dem Pre-Flash in einer weiteren Destillation in einen LPG und einen Benzinanteil aufgeteilt. Der längerkettige Anteil (i-C_6 – i-C_{17}) der Kerosin-Hydroisomerisierung wird zu einem Benzin- und einem Kerosinanteil aufgeteilt.

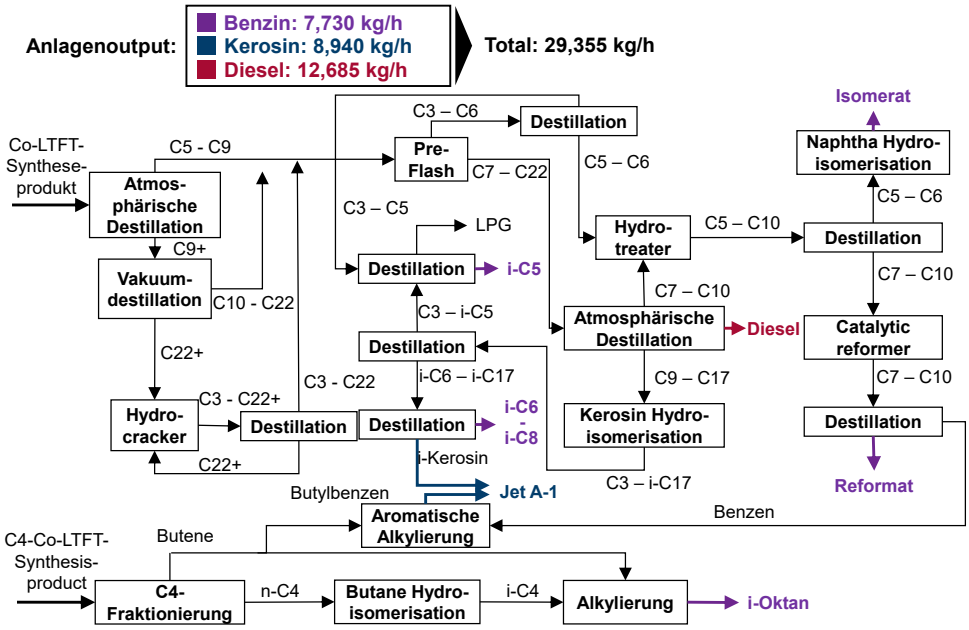


Abbildung 3.11: Vereinfachtes Fließbild des Verfahrenskonzeptes zur Veredelung von FT-Syntheseprodukte in die normgerechten Kraftstoffe Diesel (rot), Benzin (lila) und Kerosin (blau)

Die C_4-Komponenten des Syntheseproduktes kommen in eine Fraktionierung, in der Buten abgetrennt wird. Die restliche C_4-Fraktion läuft durch eine weitere Hydroisomerisierung. Das Buten wird zum einen zusammen mit dem Benzol aus dem katalytischen Reformer in eine aromatische Alkylierung und anschließend zum Kerosin-Produktstrom gegeben. Das restliche Buten geht mit dem Produkt der C_4-Hydroisomerisierung in eine Alkylierung, wo es als Isooktan dem Benzin-Produktstrom zugeführt wird.

Nachdem in Kapitel 2 und 3 alle erforderlichen Grundlagen bezüglich Literatur und Methodik beschrieben wurden, werden die Ausarbeitungen und Ergebnisse dieser Dissertation in Kapiteln 4 bis 7 aufgeführt und diskutiert.

4 Szenarienentwicklung zur Beschreibung des Verkehrs bis 2050

Dieses Kapitel zeigt die Durchführung und die Ergebnisse der Szenarienentwicklung. Die hierfür verwendete Methodik wurde in Kapitel 3.2 beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse diskutiert und ein Zwischenfazit gezogen.

Um die zukünftige Energieversorgung des Verkehrs zu bestimmen, müssen zunächst die Rahmenentwicklungen des Sektors bestimmt werden. Hierzu werden Szenarien herangezogen. Die Beschreibung eines Szenarieninhaltes, sowie eine Übersicht der Literaturszenarien, wurde in 2.1 aufgeführt. In diesem Unterkapitel wird ein neues Szenario der Fahrleistung anhand der in 3.2 beschriebenen bottom-up Methode durchgeführt. Um als Grundlage für die Kraftstoffbedarfsbestimmung eingesetzt werden zu können, wird die Fahrleistungsentwicklung mit zwei verschiedenen Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität (4.3) ergänzt. Die beiden angewandten Elektrifizierungsszenarien (PROG-FC und PROG-Mix) basieren auf unterschiedlichen Annahmen in der Entwicklung von Elektromobilität. Als Vergleich werden im Folgenden die drei Referenzszenarien (ICE, BAT, FC) aus der BMVI-Studie [19] aufgeführt, die bereits in 2.1.1 und 2.1.2 vorgestellt wurden. Diese Szenarien basieren auf die Ergebnisse der Verkehrsverflechtungsprognose [43] und der Daten der TREMOD [20] Studie und spiegeln als Teil der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) der Bundesregierung einen neutralen wissenschaftlich Konsens wider. Des Weiteren ist die Studie Transparent aufgebaut und so können auch Zwischenergebnisse und verwendete Annahmen nachvollzogen werden. Eine abschließende Gegenüberstellung und Diskussion der entwickelten Szenarien und denen aus der Literatur wird in 4.6 gegeben. Die drei Literaturszenarien der BMVI-Studie werden auch in 5.2 als Eingangsdaten für die Kraftstoffversorgungsmodellierung herangezogen, um den Einfluss der verschiedenen Szenarienansätze vergleichen zu können.

Aufgrund der bedeutenderen Rolle von Kraftstoffen für den Straßennutzverkehr, wird das bottom-up-Verfahren nur auf diesen Teilsektor angewandt. Die Entwicklungen der weiteren Verkehrsträger werden anhand von Literaturdaten ergänzt.

4.1 Validierung der Methode zur Kennzahlenumrechnung

Zur Validierung der in Kapitel 3.2 vorgestellten Methodik soll an dieser Stelle die Berechnung von Fahrleistungen, Kraftstoffverbrauch, Kraftstoffabsatz, CO_2 Emissionen und Transportleistung aus den Bestandsdaten für das Jahr 2010 durchgeführt und anschließend mit verfügbarer Literatur verglichen werden. Das Jahr 2010 wird als Referenzjahr gewählt, da alle verwendeten Literaturquellen Daten für dieses Jahr bereitstellen. Die einzige Ausnahme stellt die Fahrleistungserhebung der Bundesanstalt für Straßenwesen (bast) dar [225, 255], welche für das Jahr 2014 durchgeführt wurde. In Tabelle 4.1 werden die verwendeten Faktoren aus der Literatur aufgeführt. Tabelle 4.2 zeigt den Fahrzeugbestand als Ausgangsgröße und die darauf aufbauenden berechneten Werte.

Tabelle 4.1: Durchschnittsfaktoren für die Berechnung der Szenarienkennzahlen in Tabelle 4.2

	Beladung	**Durchschnittliche Fahrleistung**	**Verbrauch**	**Bestand**	**Fahrleistungsanteil von Auslandsfahrten**		**Tankverhalten**		**Nicht zugeordneter Verbrauch (NzV)**
	[18]	[18, 256]	[60]	[58]	[225, 255]		[226]		[226]
							Anteil der betankten zur gefahrenen Strecke von …		
					Inländer im Ausland	Ausländer im Inland	… Inländern im Ausland	Ausländern im Inland	
	[t]	[km/a]	[MJ/100 km]	[Fzg.]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
<3,5	0,2	19.388	380	1.909.209	2,99	6,18	200	50	0
<7,5	0,3	25.000	440	271.403	2,25	37,69	200	50	14
<12	2,7	25.000	620	71.890	2,00	39,56	200	50	14
>12	5,5	50.000	920	188.832	1,84	34,80	200	50	14
SZM	13,5	100.899	1.080	178.050	6,57	43,80	200	50	16
Busse	0		1.200		4,29	6,06	200	50	0

Tabelle 4.2: Ergebnisse der Szenarienkennzahlen für das Jahr 2010, berechnet aus den Bestandsdaten aus den Statisken des KBA [58]

		Berechnung der Fahrleistungen							Berechnung der Kraftstoffmengen							
	Bestand	Inländer	Ausland/ Ausländer		Inlands-verbrauch	Tank-verhalten		Kraftstoff-absatz	Inländer			Inlands-verbrauch		Absatz		Transport-leistung
			Inl. im Ausl.	Ausl. im Inl.		Inl. im Ausl.	Ausl. im Inl.			NzV*	mit NzV*		mit NzV*		mit NzV*	Inland
	[Fahr-zeuge]	[Mrd. km]	[Mrd. km]	[Mrd. km]	[Mrd. km]	[Mrd. km]	[Mrd. km]	[Mrd. km]	[Mt/ a]	[Mt/ a]	[Mt/ a]	[Mt/ a]	[Mt/ a]	[Mt/ a]	[Mt/ a]	[Mrd. tkm]
<3,5	1.909.209	37,02	1,11	2,29	38,20	-2,21	1,14	35,95	3,27	0,00	3,27	3,38	3,38	3,18	3,18	8,67
<7,5	271.403	6,79	0,15	2,56	9,19	-0,30	1,28	7,76	0,69	0,10	0,79	0,94	1,04	0,79	0,89	2,76
<12	71.890	1,80	0,04	0,71	2,47	-0,07	0,36	2,08	0,26	0,04	0,30	0,36	0,39	0,30	0,34	6,67
>12	188.832	9,44	0,17	3,29	12,55	-0,35	1,64	10,74	2,02	0,28	2,30	2,69	2,97	2,30	2,58	69,04
SZM	178.050	17,97	1,18	7,87	24,65	-2,36	3,93	19,54	4,51	0,72	5,23	6,19	6,91	4,91	5,63	332,82
Busse		3,96	0,17	0,24	4,03	-0,34	0,12	3,74	1,11	0,00	1,11	1,12	1,12	1,04	1,04	0,00
Gesamt		76,96	2,82	16,95	91,10	-5,64	8,48	79,80	11,86	1,14	13,0	14,67	15,81	12,52	13,66	419,96

* Nicht zugeordneter Verbrauch

In Tabelle 4.2 wird zwischen den Hauptspalten „Fahrleistung“ und „Kraftstoff“ unterschieden. Dabei steht unter „Fahrleistung“ jeweils die berechnete Fahrleistungszahl. Auf dessen Basis wird anhand des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs der Gesamtverbrauch berechnet, der wiederum in der Hauptspalte „Kraftstoff“ aufgeführt wird. So werden die Unterschiede zwischen den Bilanzräumen „Inländer“, „Inland“ und „Absatz“ deutlich. Der zusätzliche Punkt des „nicht zugeordneten Verbrauchs“ (nzV) wird in der Studie des statistischen Bundesamts [226] als Verbrauch beschrieben, der nicht in den angegebenen Fahrten verbucht wird. Hierzu zählen beispielsweise Werkstattfahrten. Die Eingangsdaten der Kraftstoffversorgungsoptimierung sind die des Inlandsverbrauchs, da diese als Grundlage für die sektoralen CO_2-Emissionen herangezogen werden.

Diskussion und Literaturvergleich

Die berechnete Inländerfahrleistung von 76,96 Mrd. km ergibt mit einer Abweichung von ca. 10 % eine gute Übereinstimmung mit den Inländerfahrleistungen aus der Fahrleistungserhebung des bast [255]. Die Abweichung ist fast vollständig auf die berechnete Fahrleistung der Lkw unter 3,5 t zurückzuführen. Bei der Berechnung der Inlandsfahrleistung ist bei den Lkw-Klassen über 3,5 t ein signifikanter Fahrleistungsanteil von 40 % ausländischen Fahrzeugen zuzuschreiben. Dadurch fällt die Inlandsfahrleistung mit 96,24 Mrd. km 15 % höher aus als die Inländerfahrleistung. Dieser Wert tritt ebenfalls mit ca. 10 % Abweichung in gute Übereinstimmung mit dem Wert aus der Fahrleistungserhebung [225]. Der darauf basierende Wert des inländischen Kraftstoffverbrauchs liegt inklusive des nicht zugeordneten Verkrauchs bei 15,81 Mio. t Dieselkraftstoff. Abzüglich des Anteils für Busse entspricht der Gesamtkraftstoffverbrauch des Straßengüterverkehrs von 14,69 Mio. t Dieselkraftstoff, welcher dem Wert von 14,7 Mio. t aus der Studie des BMVI [19] entspricht. Mit 1,14 Mt/a ist auch der nicht zugeordnete Verbrauch eine relevante Größe bei der genauen Bestimmung des gesamten Kraftstoffverbrauchs und damit der CO_2-Emissionen.

Der berechnete nationale Kraftstoffabsatz für den schweren Nutzverkehr wird darauf aufbauend zu 13,66 Mio. t berechnet. Als Vergleich geht aus dem MWV Jahresbericht [203] ein Absatz von 29.2 Mio. t Dieselkraftstoff für Nutz- und Pkw-Verkehr hervor. Hiervon findet etwa die Hälfte im Nutzverkehr Verwendung, womit dieser Wert auch im Bereich des Literaturvergleichs liegt.

Abbildung 4.1 zeigt die Aufteilung von Bestand, Fahrleistung, Kraftstoffverbrauch und Transportleistung des Straßennutzverkehrs nach Gewichtsklasse. Es ist eine deutliche Umkehrung der Mehrheitsverhältnisse von kleinen Lkws zu großen Lkws über die betrachtete Kennzahl zu sehen. Während der Bestand noch zu über 80 % aus Lkws unter 7,5 t besteht, wird ca. 60 % des Kraftstoffverbrauchs des Güterverkehrs von Lkw und Sattelzugmaschinen über 12 t verursacht. Daran ist zu erkennen, dass der Fahrzeugmarkt im Segment der leichten Nutzfahrzeuge ein deutlich höheres Volumen hat. Durch die hohen Fahrleistungen liegt das größte Marktsegment bezüglich des Kraftstoffabsatzes hingegen bei den schweren Lkws.

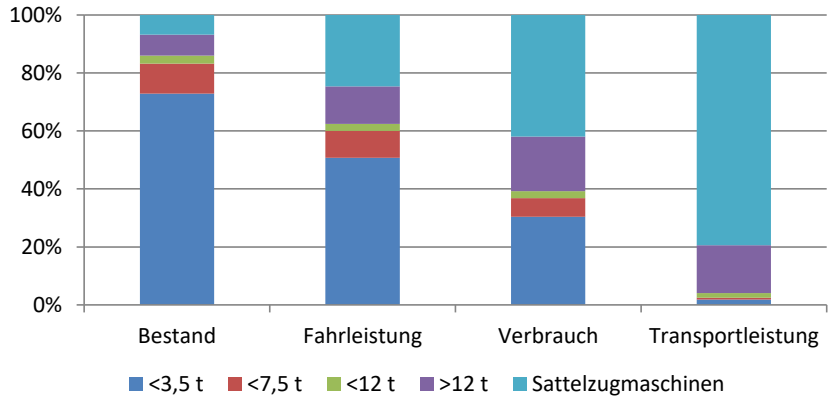


Abbildung 4.1: Aufteilung der Szenarienkennzahlen Bestand, Fahrleistung, Verbrauch und Transportleistung der Nutzfahrzeuge nach Fahrzeugklasse

4.2 Entwicklungsprognose des Nutzfahrzeugbestandes

Durch die Angleichung einer S-Kurve an die Bestands-Datenpunkte des KBA aus den Jahren 2008–2017 werden die Bestandsprognosen für Lkw, Zugmaschinen und Busse nach Gewicht erstellt. Die Prognosen werden anhand der 21 Gewichtsklassen erstellt, wie sie in der Datenbank des KBA [58] aufgeführt sind. Aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit statistischer Daten, werden die Fahrzeugbestände für den weiteren Berechnungsprozess zu Klassen nach Gewicht bzw. Einsatzart zusammengefasst. Abbildung 4.2 bis Abbildung 4.4 zeigen die berechneten Bestandsentwicklungen der verschiedenen Lkw, Zugmaschinen und Busse in den zusammengefassten Klassen. Die einzelnen S-Kurvenfittings der Subklassen werden in Abbildung A. 11 bis A. 30 im Anhang aufgeführt.

Insbesondere die leichten Nutzfahrzeuge unter 3,5 t haben einen starken zahlenmäßigen Aufschwung von 1,77 Mio. in 2008 bis auf 2,38 Mio. Stück in 2017 erlebt. Dies liegt zu einem großen Teil an der Entwicklung zu vermehrten innerstädtischen Paketlieferdiensten. Die Prognose durch die Kurvenanpassung ergibt in dieser Gewichtsklasse eine Verdopplung der Bestandszahlen von 2010 bis 2050. Auch die großen Lkw über 12 t, die vorzüglich im Fernverkehr eingesetzt werden, erleben eine Bestandszunahme von 24 % auf ca. 235.000 in 2050. Hingegen zeigen die Bestandsentwicklungen im Marktsegment der sogenannten großen Transporter zwischen 3,5 t und 7,5 t einen Rückgang von 26 %. Das ohnehin sehr kleine Marktsegment der Lkw zwischen 7,5 t und 12 t bleibt weitestgehend auf einem konstanten Niveau mit leichtem Anstieg.

Die vornehmlich für den Fernverkehr eingesetzten Sattelzugmaschinen erlebten einen großen Zuwachs in den letzten Jahren, der durch die Anpassung der S-Kurve von 180.000 in 2010 bis auf Stückzahlen von ca. 260.000 fortgeschrieben wird. Damit verbleiben Sattelzugmaschinen als größter Träger der Transportleistung. Des Weiteren ist bei land- und forstwirtschaftlichen Zugmaschinen (LFZM) ein Anstieg und bei sonstigen Zugmaschinen ein Rückgang der Stückzahlen zu vermerken. Diese beiden Zugmaschinentypen nehmen jedoch nur einen geringen Verbrauchsanteil von ca. 5 % des gesamten Nutzverkehrs ein.

Im Bereich der Busse verbleiben die Bestandszahlen der Linienbusse auf einem konstanten Niveau um die 36.000. Unter den Reisebussen gibt es unterschiedliche Trends in verschiedenen Gewichtsklassen,

die zu einem kurzzeitigen Anstieg bis 2017 führen und anschließen bis zu einem Wert von ca. 25.000 fallen. Dies liegt an gegensätzlichen Entwicklungstendenzen in den Subklassen. Sonstige Busse verharren bei knapp 13.000.

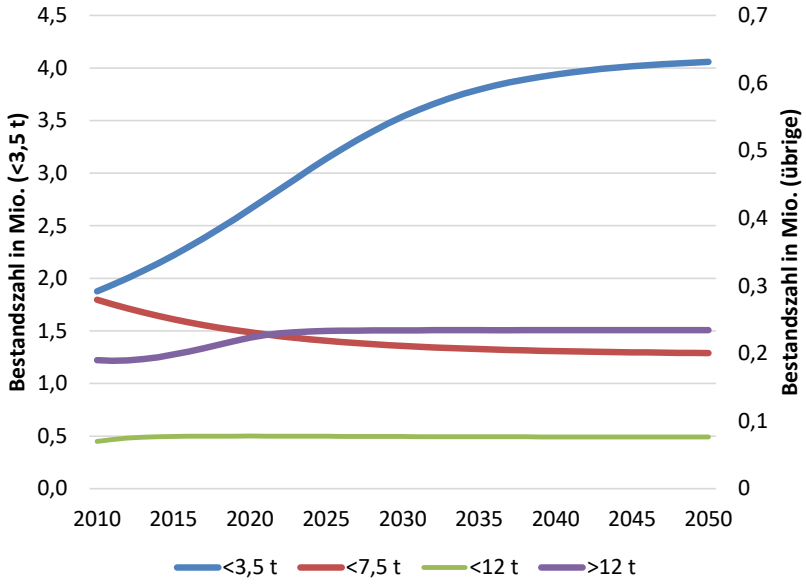


Abbildung 4.2: **Berechnete Bestandsentwicklung von 2010 bis 2050 der Lkws aufgeteilt nach Gewichtsklassen <3,5 t, <7,5 t, <12 t und >12 t**

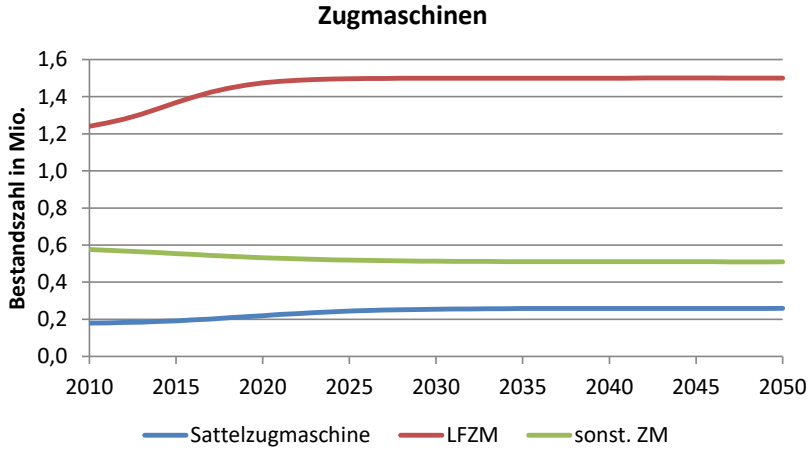


Abbildung 4.3: **Berechnete Bestandsentwicklung von 2010 bis 2050 der Zugmaschinen aufgeteilt nach Aufbauarten Sattelzugmaschinen, land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen (LFZM) und sonstige Zugmaschinen**

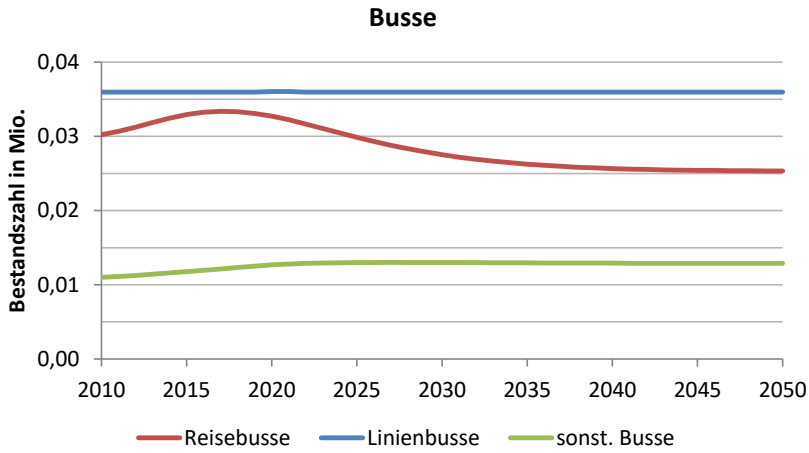


Abbildung 4.4: Berechnete Bestandsentwicklung von 2010 bis 2050 der Busse aufgeteilt nach Einsatzarten Reisebus, Linienbus und sonstige Busse

Zusammensetzung der Fahrzeugklassen

Abbildung 4.5 zeigt die Entwicklung aller Nutzfahrzeuge, zusammengesetzt aus den Entwicklungen der einzelnen Fahrzeugklassen. Neben den Nutzfahrzeugen <3,5 t fallen die sonst. und LFZM zahlenmäßig in Gewicht. Darauf aufbauend zeigt Abbildung 4.6 die theoretische Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs mit einem als eingefroren angenommenen Kraftstoffverbrauch auf dem Niveau von 2010 verharrt. Trotz hoher Stückzahlen zeigt sich, dass die landwirtschaftlichen und sonstigen Zugmaschinen einen sehr kleinen Anteil des Kraftstoffverbrauchs ausmachen. Auch der Gesamtverbrauch der Busse macht nur einen kleinen Anteil aus. Die dominierende Rolle der Lkw <3,5 t und der Sattelzugmaschinen am Kraftstoffverbrauch wird hingegen weiterhin ausgebaut.

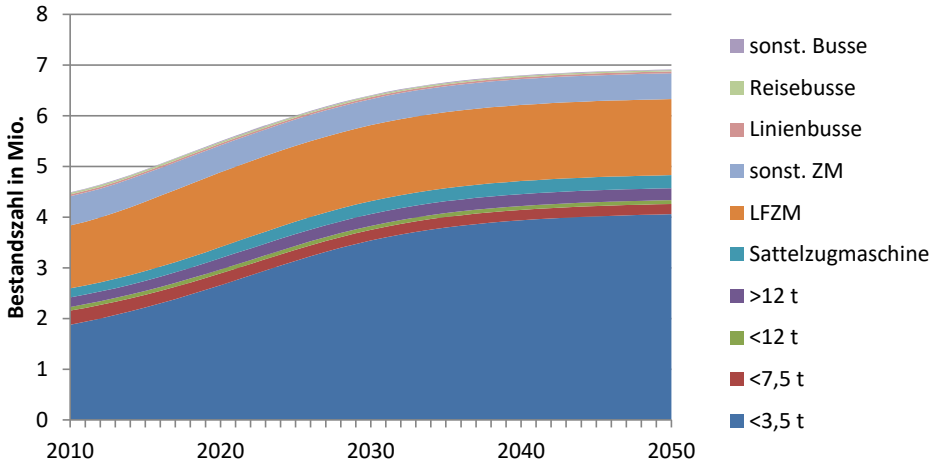


Abbildung 4.5: Zusammenfassung der Bestandsentwicklungsprognose für den Nutzverkehr

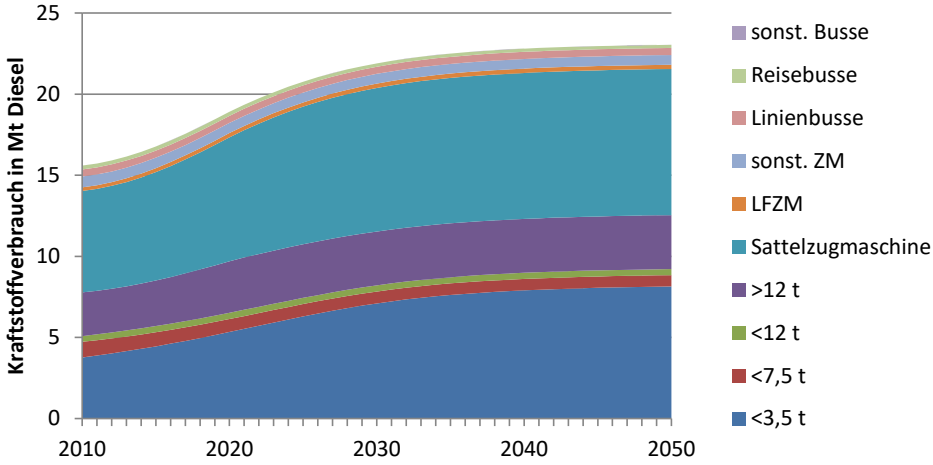


Abbildung 4.6: **Theoretischer Kraftstoffverbrauchsentwicklung des Bestands (Inländer) unter der Annahme gleichbleibender Verbräuche ab 2010**

Diskussion

Aus den berechneten Bestandsentwicklungen können im nächsten Schritt die Fahrleistungen des Nutzverkehrs berechnet werden. Hierzu werden die durchschnittlichen Fahrleistungen aus Tabelle 4.1 herangezogen. Die berechneten Fahrleistungen werden in Abbildung 4.7 dargestellt.

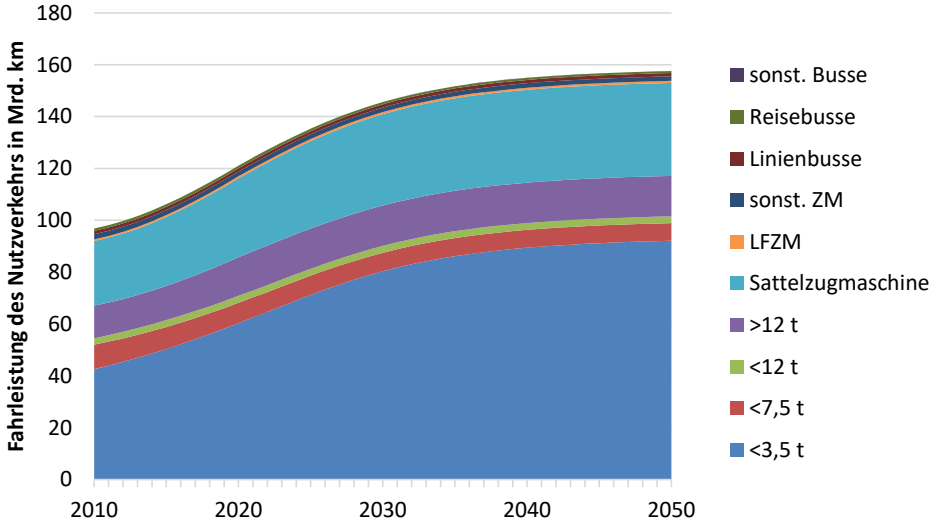


Abbildung 4.7: **Berechnete Gesamtfahrleistungen des inländischen Nutzverkehrs**

Durch das bottom-up Verfahren werden Fahrleistungen im Nutzverkehr von insgesamt 137 Mrd. km in 2030 und 150 Mrd. km in 2050 berechnet. Diese Werte liegen ca. 20 % über denen des top-down Ansatzes der BMVI-Literaturszenarien [19]. Darauf aufbauend ergeben sich Transportleistungen von 586,6 Mrd. tkm in 2030 bzw. 597,5 Mrd. tkm in 2050. Die berechneten Transportleistungen liegen also

unter denen des Vergleichsszenarios (600 Mrd. tkm in 2030 und 720 Mrd. tkm in 2050 [19]). Aus diesen gegenläufigen Tendenzen der beiden wichtigen Kennzahlen Fahrleistung und Transportleistung, ist zu schließen, dass die Literaturszenarien zu steigenden durchschnittlichen Beladungsfaktoren führen. Dies ist auf Basis heutiger Daten nicht nachvollziehbar, da durch die Tendenz zu leichteren und hochwertigeren Produkten in Zukunft eher von einer Reduktion der durchschnittlichen Beladung auszugehen ist [257].

4.3 Berechnung der Marktdiffusion elektrifizierter Nutzfahrzeuge

Die berechnete Bestandsentwicklung wird an dieser Stelle mit zwei Elektrifizierungszenarien komplementiert. Das erste (PROG-FC) wird angelehnt an den Elektrifizierungsentwicklungen des *fuel cell* Szenarios aus der BMVI-Studie [19] entwickelt, da dies das Szenario mit der höchsten Gesamtelektrifizierungsrate darstellt. Ferner wird ein progressives Szenario (PROG-Mix) entwickelt, welches durch eine optimistischere Entwicklung der elektrischen Mobilität, durch sowohl BEVs wie auch FCEVs, aus den Literaturszenarien widerspiegelt. Eine abschließende Gegenüberstellung der Szenarien erfolgt in 4.6.

4.3.1 Grundannahmen des Marktdiffusionsmodells

Wie in 3.2 beschrieben wird mit dem Marktdiffusionsmodell der Fahrzeugbestand für jede Fahrzeugklasse nach Antriebstyp (BEV, FCEV, ICEV) berechnet. Die Grundentwicklung des Bestandes wird durch die oben aufgeführten Bestandsprognosen vorgegeben. Aus der durchschnittlichen Lebensdauer von Fahrzeugen wird dann die Anzahl der Neuzulassungen bestimmt. Die jährliche Entwicklung der Neuzulassungsstruktur nach Antriebsart wird wiederum in Form einer S-Kurve angenommen. Die Parameter t_0 (Jahr bei mittlerer Ausbreitung), G (Maximalwert) und k_h (Steilheitsgrad) beschreiben die S-Kurve in der Tangenshyperbolikusformulierung aus Gleichung 2.19 Die Annahmen der S-Kurvenparameter werden im Folgenden näher erläutert.

PROG-FC

Die in Tabelle 4.3 aufgeführten Parameter zur Entwicklungsbeschreibung der Neuzulassungsstruktur nach Antriebsart, orientieren sich an den Fahrleistungsanteilen des *fuel cell* Szenarios aus der BMVI-Studie [19]. Damit wird die im Literaturszenario prognostizierte Entwicklung der Fahrleistungsanteile auf die in dieser Arbeit berechneten Gesamtfahrleistungen projiziert. Das Szenario zeichnet sich durch langfristig hohe Fahrleistungsanteile von Brennstoffzellenfahrzeuge aus. Demgegenüber fallen die Gesamtentwicklungen der Batteriefahrzeuge zwar geringer aus, können durch einen früheren Beginn der Marktdurchdringung jedoch im Jahr 2030 einen höheren Anteil einnehmen. In Übereinstimmung mit der Entwicklung aus der BMVI-Studie [19] wird der Steilheitsgrad der S-Kurven k_h – als Maß für die Ausbreitungsgeschwindigkeit – für alle Klassen als 300 angenommen.

PROG-Mix

Das PROG-Mix Szenario repräsentiert eine progressive Entwicklung mit der starken Umsetzung strombasierter Mobilität. Dabei wird den Tendenzen der Literaturszenarien des BMVI [19] Rechnung getragen: Batterieelektrische Mobilität kann früher umgesetzt werden, es werden jedoch geringere Gesamtanteile erreicht. Brennstoffzellenbetriebene Mobilität nimmt erst später signifikante Marktanteile ein, ermöglicht jedoch bis 2050 höhere elektrische Gesamtfahrleistungsanteile. Die angenommen Kurvenparameter, werden in Tabelle 4.4 aufgeführt.

Tabelle 4.3: S-Kurven-Parameter zur Beschreibung der Neuzulassungsstruktur von Nutzfahrzeugen nach Klassen im PROG-FC Szenario

	FCEV			BEV		
	t_0	G	k_h	t_0	G	k_h
<3,5 t	2035	75	300	2028	10	300
<12 t	2035	75	300	2028	10	300
>12 t	2035	45	300	-	-	-
Sattelzugmaschinen	2035	45	300	-	-	-
Linienbusse	2030	50	300	2030	10	300
Reisebusse	2032	45	300	-	-	-
Weitere	2040	10	300	-	-	-

Tabelle 4.4: S-Kurven-Parameter zur Beschreibung der Neuzulassungsstruktur von Nutzfahrzeugen nach Klassen im PROG-Mix Szenario

	FCEV			BEV		
	t_0	G	k_h	t_0	G	k_h
<3,5 t	2032	60	400	2028	30	300
<12 t	2032	40	400	2028	30	300
>12 t	2032	50	400	2032	10	300
Sattelzugmaschinen	2032	60	400	2032	5	300
Linienbusse	2030	75	400	2030	20	300
Reisebusse	2032	50	400	2032	10	300
Weitere	2040	10	400	2030	10	300

Für leichte Nutzfahrzeuge <3,5 t wird von einem höheren Anteil an BEVs ausgegangen, da ihr Fahrprofil auch durch Batterien gut abgedeckt werden kann [41]. In den Fahrzeugklassen der Lkw unter 12 t, welche geringere Anforderungen an Tagesreichweite und Beladungskapazität aufweisen, werden Anteile von maximal 30 % batterieelektrischer Fahrzeuge prognostiziert. Da die Verfügbarkeit solcher Fahrzeuge schon auf dem heutigen Fahrzeugmarkt vorhanden ist, wird eine frühere Markteinführung, beschrieben durch den Parameter t_0, 5 Jahre vor dem Eintritt der Brennstoffzellenfahrzeuge angenommen. Da die Lkw zwischen 3,5 t und 12 t im Vergleich zu anderen Klassen einen kleineren Absatzmarkt darstellen, fällt hier auch die Gesamtanzahl elektrischer Fahrzeuge geringer aus. Bei den schweren Lkw (>12 t) und Sattelzugmaschinen werden jeweils sehr geringe Anteile an batterieelektrischen Fahrzeugen angenommen. Diese Fahrzeuge haben im Gegensatz zu dem Großteil des schweren Güterverkehrs geringere Anforderungen an Tagesreichweiten, wie es z.B. im Werksverkehr der Fall ist.

Insbesondere Stadtbusse eignen sich sehr gut für den Einsatz von Brennstoffzellenantrieben, da sie geringere tägliche Fahrleistungen als die schweren Lkws absolvieren und meist bei Nichtbenutzung auf einem Betriebshof abgestellt werden, wo sie aufgetankt und gewartet werden. Hierdurch bieten sie als Flottenfahrzeuge ein großes Potenzial bei der frühen Markteinführung mit einem noch dünn ausgebauten Wasserstofftankstellennetz. Daher wird die Markteinführung von brennstoffzellenelektrischen Linienbussen etwas früher und das gesamte Ausbreitungspotenzial etwas höher angenommen. Reisebusse besitzen nicht die Flottenvorteile von Linienbussen, weshalb das Gesamtpotenzial an Brennstoffzellenantrieben etwas geringer angenommen wird. Um einer schnellen Marktentwicklung der Brennstoffzellenfahrzeuge gerecht zu werden, wird ein Steilheitsgrad von 400, angelehnt an die progressiven Szenarios der Cambridge Econometrics Studie [258], herangezogen.

4.3.2 Ergebnisse des Marktdiffusionsmodells

Beispielhaft für die Ergebnisausgabe des Modells werden die Bestandsentwicklung der leichten Lkw unter 3,5 t (Abbildung 4.8) und für die der Sattelzugmaschinen (Abbildung 4.9) für beide erstellte Szenarien dargestellt. Die Abbildungen der restlichen Klassenentwicklungen werden in Abbildung A. 31 bis Abbildung A. 39 im Anhang ausgestellt.

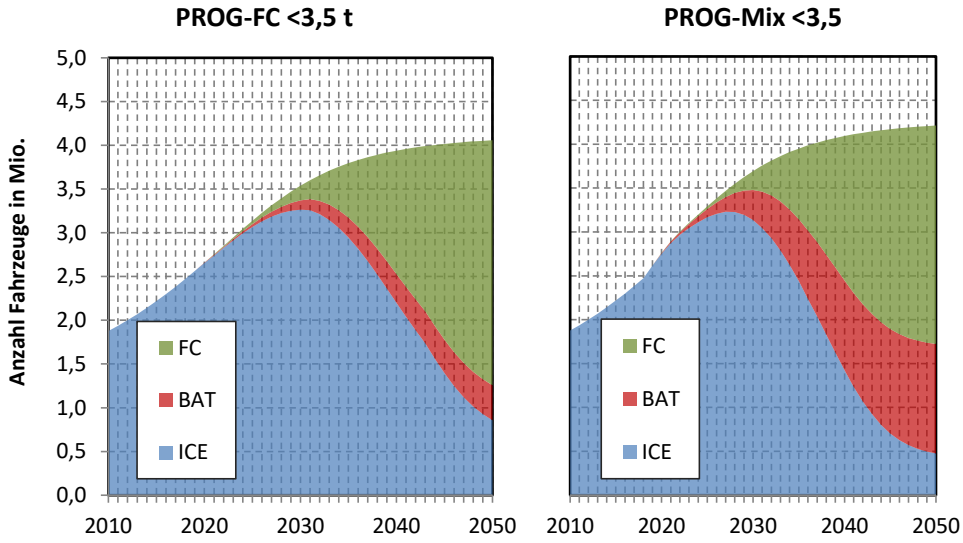


Abbildung 4.8: Vergleich der Bestandsentwicklung leichter Nutzfahrzeuge (< 3,5 t) nach Antriebsart zwischen den Szenarien PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)

Bei den leichten Nutzfahrzeugen, dargestellt in Abbildung 4.8, ist ein deutlicher Anstieg in Bestandszahlen zu vermerken. Im PROG-FC Scenario entwickeln sich die elektrifizierten Anteile des Bestandes etwas langsamer als im PROG-Mix Scenario. Neuzulassungsanteile liegen in 2030 bei 6,4 % für BEVs und 14,0 % für FCEVs, und belegen dementsprechend 3,1 % bzw. 5,0 % des Bestandes. Die Neuzulassungsanteile erreichen bis 2050 jeweils ihren maximalen Anteil von 10 % für BEVs und 75 % für FCEVS. Der Bestand hat 2050 einen Anteil von 10 % BEVs und 68,7 % FCEVs erreicht.

Im PROG-Mix Scenario fangen batterieelektrische Fahrzeuge ab dem Jahr 2020 an einen erkennbaren Anteil an dem Bestand auszumachen. Wenige Jahre später steigen auch die Verkäufe der

Brennstoffzellenfahrzeuge. 2030 sind 19,3 % der neuzugelassenen Fahrzeuge batteriebetrieben und 18,8 % brennstoffzellenbetrieben. Dies führt zu Bestandsanteilen von ca. 9,2 % BEVs und 5,9 % FCEVs im Bestand. Bis 2050 erreichen sowohl die Neuzulassungen als auch der Bestand der leichten Lkw jeweils den Maximalwert von 30 % BEVs bzw. 60 % FCEVs.

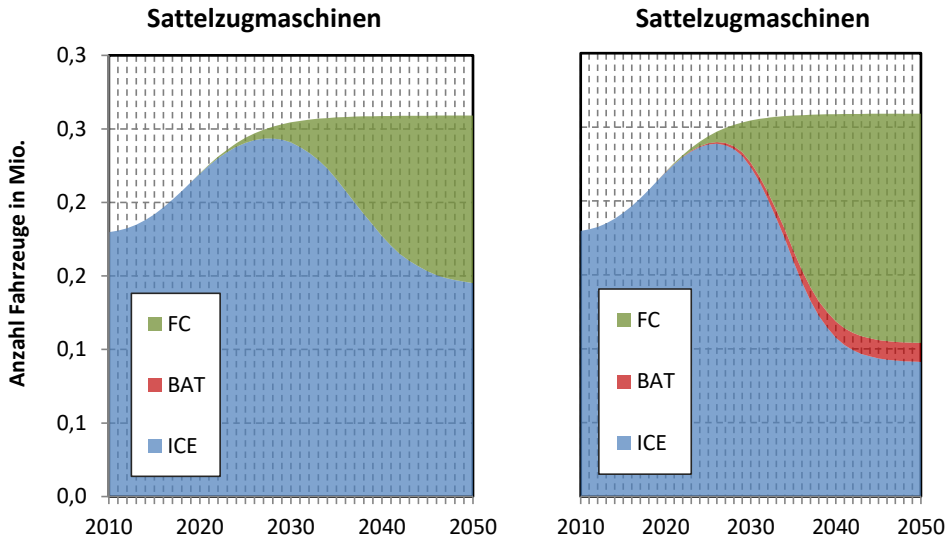


Abbildung 4.9: **Vergleich der Bestandsentwicklung von Sattelzugmaschinen nach Antriebsart zwischen den Szenarien PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)**

Aufgrund der Anforderungen an hohe Ladekapazitäten und gleichzeitig hohen Reichweiten wird von einer sehr geringen Eindringung von BEVs im Marktsegment der Sattelzugmaschinen ausgegangen (vgl. Abbildung 4.9). Im PROG-FC Scenario wird sogar von keiner Durchdringung von BEVs im schweren Lkw Segment ausgegangen. Bis 2050 wird von einem Neuzulassungs- sowie Bestandszahlenanteil von 45 % ausgegangen. 2030 beträgt der Neuzulassungsanteil 8,4 % und der Bestandsanteil 5,4 %.

Im Jahr 2024 erreichen brennstoffzellenbetriebene Sattelzugmaschinen im PROG-Mix Szenario erstmals einen Anteil von einem Prozent des Bestandes. 2030 sind es 11,2 % im Bestand bei 18,8 % Anteil der Neuzulassungen. Auch bei den Sattelzugmaschinen ist der Maximalwert von 60 % bis zum Jahr 2050 nahezu erreicht.

4.4 Entwicklung des Pkw-Verkehrs

Die Ausbreitung der elektrifizierten Antriebe wird, wie bei der Berechnung des Nutzfahrzeugbestandes, durch eine S-Kurvenentwicklung der Neuzulassungen beschrieben, die als Input für das Marktdiffusionsmodell dient. Es wird von einem linearen Zusammenhang zwischen Bestands- und Fahrleistungsanteilen ausgegangen. Der Bestand der Pkw in Deutschland liegt bei ca. 46,5 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2018 und wird in Übereinstimmung mit den vorgestellten Literaturstudien (vergleiche 2.1.1) als konstant bis zum Jahr 2050 angenommen. Weiterhin wird die gesamte Fahrleistung des Pkw-Verkehrs für 2030 und 2050 mit 655 Mrd. km angenommen [19].

Die verwendeten S-Kurvenparameter werden in Tabelle 4.5 aufgeführt.

Tabelle 4.5: S-Kurven-Parameter zur Beschreibung der Neuzulassungsstruktur von Pkw in zwei Elektrifizierungsszenarien

	FCEV			BEV		
	t_0	G	k_h	t_0	G	k_h
PROG-FC	2033	45	300	2024	28	300
PROG-Mix	2035	60	400	2028	25	400

Die Entwicklung der Pkw-Elektrifizierung im PROG-Mix Szenario beruht auf Szenarienentwicklungen H2-Mobility-Studie [250], Reuß [259] und Beneke [260]. Dabei soll der Fahrleistungsanteil der verbrennungsmotorisierten Fahrzeuge in 2050 bei 25 %, der der BEVs bei 25 % und der der FCEVs bei 50 % liegen. Wie oben beschrieben wird auch die Ausbreitung elektrifizierter Pkw im PROG-FC Szenario in Anlehnung an das FC-Szenario aus der BMVI Veröffentlichung abgeleitet. Der FCEV-Anteil am Pkw-Bestand liegt hier bei ca. 40 % im Jahr 2050.

4.5 Erweiterung des Szenarios für weitere Verkehrsträger

Das Szenario wird im Folgenden durch die weiteren Verkehrsträger komplettiert, um den gesamten Energie- bzw. Kraftstoffbedarf des Verkehrssektors zu ermitteln. Die Entwicklungen der hier genannten Verkehrsträger werden nicht anhand der S-Kurven fortgeschrieben. Um den anfallenden Energiebedarf im Gesamtsektor dennoch nicht zu vernachlässigen, wird jeweils ein pauschaler Bedarfsblock in dem Optimierungsmodell definiert.

4.5.1 Luftfahrt

Die grundsätzlichen Schwierigkeiten der Bilanzierung von CO_2 Emissionen und Kraftstoffverbräuchen in der Luftfahrt wurden bereits in 2.5 angesprochen und sollen hier näher erläutert werden. Als Bilanzierungsansatz für den CO_2-Ausstoß in der Luftfahrt gibt es generell drei Möglichkeiten: inländisch, territorial und international. Während der inländische Ansatz nur die Emissionen aus Flügen mit Start und Landung in Deutschland betrachten, erweitert der territoriale Ansatz die Bilanz auf die Flugstreckenanteile, die über dem nationalen Luftterritorium stattfinden bei Flügen mit Start und/oder Landung in Deutschland. Der internationale Ansatz nimmt wiederum zusätzlich die Gesamtstrecke aller in Deutschland startenden Flüge auf und liegt somit in der Größenordnung des Kerosinabsatzes. Für die weiteren Abschätzungen der Kraftstoffbedarfe wird der territoriale Ansatz verwendet, da für diesen Ansatz Prognosewerte in der Literatur vorhanden sind. Der Kerosinbedarf für diesen Ansatz beträgt 120 PJ in 2030 und 160 PJ in 2050 [18, S. 56] [19, S. 18 & 116]. Demgegenüber steht der aktuelle Kerosinabsatz in Deutschland von 430 PJ [19, 203] und der aktuell über den Inlandsflug-Ansatz Bilanzierte Verbrauch von 26 PJ.

4.5.2 Sonstige Nutzfahrzeuge

Aufgrund ihrer heterogenen Nutzungsweise und ihrer untergeordneten Rolle bezüglich des Energieverbrauchs, werden die Nutzfahrzeug-Unterklassen forst- und landwirtschaftliche Zugmaschinen, sonstige Zugmaschinen und sonstige Busse im Optimierungsmodell der Gruppe der sonstigen Verkehrsträger zugeordnet. Der angenommene kumulierte Verbrauch dieser Verkehrsträger beträgt 28 PJ in 2030 und 18 PJ in 2050.

4.5.3 Schienenfahrzeuge und Schiffe

Da der Schienen- und Binnenschiffverkehr in dieser Arbeit nicht in Tiefe betrachtet wird, werden für den zukünftigen Kraftstoffbedarf pauschale Werte anhand der Literatur herangezogen. Übereinstimmend mit Werten der TREMOD [20] und der BMVI Studie [19] wird von dem Diesel- und Strombedarf für Schienenfahrzeuge und Schiffe aus Tabelle 4.6.

Tabelle 4.6: Energiebedarf sonstiger Verkehrsträger

	2010	2030	2050
Kerosin in PJ	90	120	160
Diesel in PJ	38	37	32
Strom in PJ	45	43	43

4.6 Auswertung und Diskussion der Szenarienentwicklung

An dieser Stelle werden die Ergebnisse der Szenarienentwicklung anhand der Bestandsentwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen und der Gesamtfahrleistung nach Antriebsart ausgewertet, mit Literaturstellen verglichen und diskutiert.

4.6.1 Marktentwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen in den Szenarien

Zur weiteren Analyse des erarbeiteten Entwicklungsszenarios sollen aus den Neuzulassungszahlen die korrespondierende Entwicklung der Brennstoffzellenfahrzeugproduktion betrachtet werden. Hierdurch kann mit dem Vergleich der Zahlen zu Verkaufszielwerten aus der Literatur die Plausibilität der Elektrifizierungsszenarien abgeschätzt werden. Die über das Modell berechnete Bestandszahlentwicklung von FCEVs sind in Abbildung 4.10 und Abbildung 4.11 dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird das Diagramm bei 4 Mio. Einheiten abgeschnitten.

Es ist deutlich in den Abbildungen zu erkennen, dass die überwältigende Mehrheit der Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb von Pkws ausgemacht wird. Der FCEV-Nutzfahrzeugbestand liegt im Jahr 2030 im PROG-FC Szenario bei über 1,5 Mio. Fahrzeugen. Diese Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen ist im Vergleich zu den anderen nationalen Zielen von beispielsweise 800.000 Fahrzeugen in Japan (mit einem BIP von 4,97 Bil. US-$ und 126 Mio. Einwohnern; vgl. Deutschland mit einem BIP von ca. 4,0 Bio. US-$ und 83 Mio. Einwohnern [261]) (siehe 2.1.2.1), sehr optimistisch. Im PROG-Mix Szenario hingegen, wird von einer später beginnenden Marktentwicklung von FCEV-Pkws ausgegangen, sodass der FCEV Bestand in 2030 noch unter 1 Mio. Fahrzeugen liegt. Damit wird sich an den Zielen von Japan orientiert. Mit ca. 900.000 Einheiten verkörpert das PROG-Mix Szenario zwar ein ambitioniertes, aber dennoch realistisches Ziel für die Ausbreitung von FCEVs.

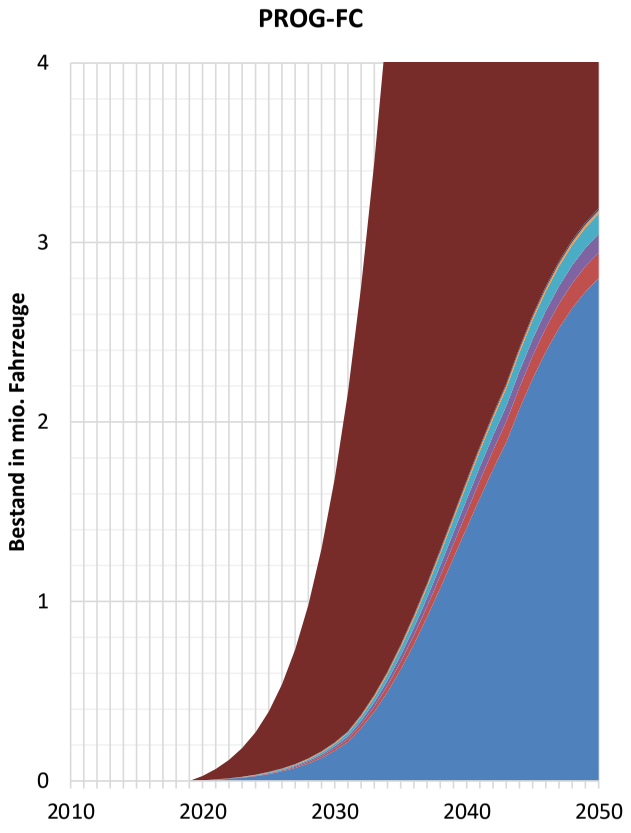


Abbildung 4.10: **Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen nach Fahrzeugklasse im PROG-FC Szenario**

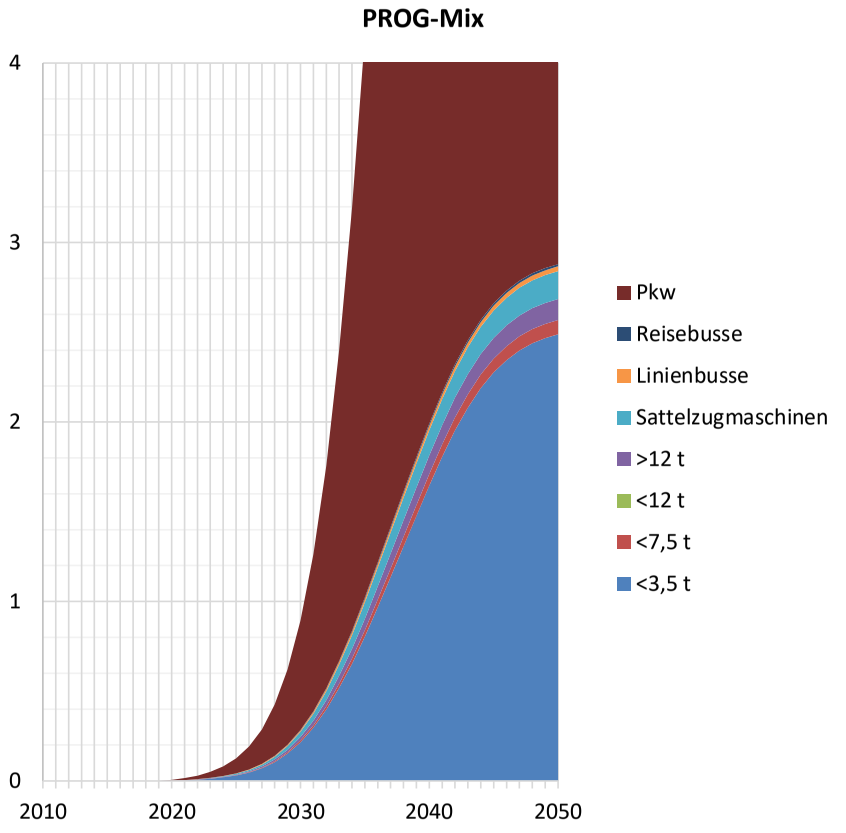


Abbildung 4.11: **Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen nach Fahrzeugklasse im PROG-Mix Szenario**

4.6.2 Literaturvergleich

In Abbildung 4.12 werden die Ergebnisse der anhand der Methoden aus Kapitel 3.2 entwickelten Szenarien denen aus der Literatur gegenübergestellt. Wie schon im oberen Teil erläutert, orientiert sich das PROG-FC Szenario an dem FC Szenario der BMVI-Studie [19] und das PROG-Mix Szenario setzt auf die Synergie von Brennstoffzellen- und batterieelektrischer Mobilität. Die durch das bottom-up Prinzip berechnete Entwicklung des Nutzfahrzeugverkehrs weist mit einer Fahrleistung von 137 Mrd. km in 2030 und 148 Mrd. km in 2050 ca. 20 % höhere Fahrleistungen als die Literaturszenarien des BMVI auf.

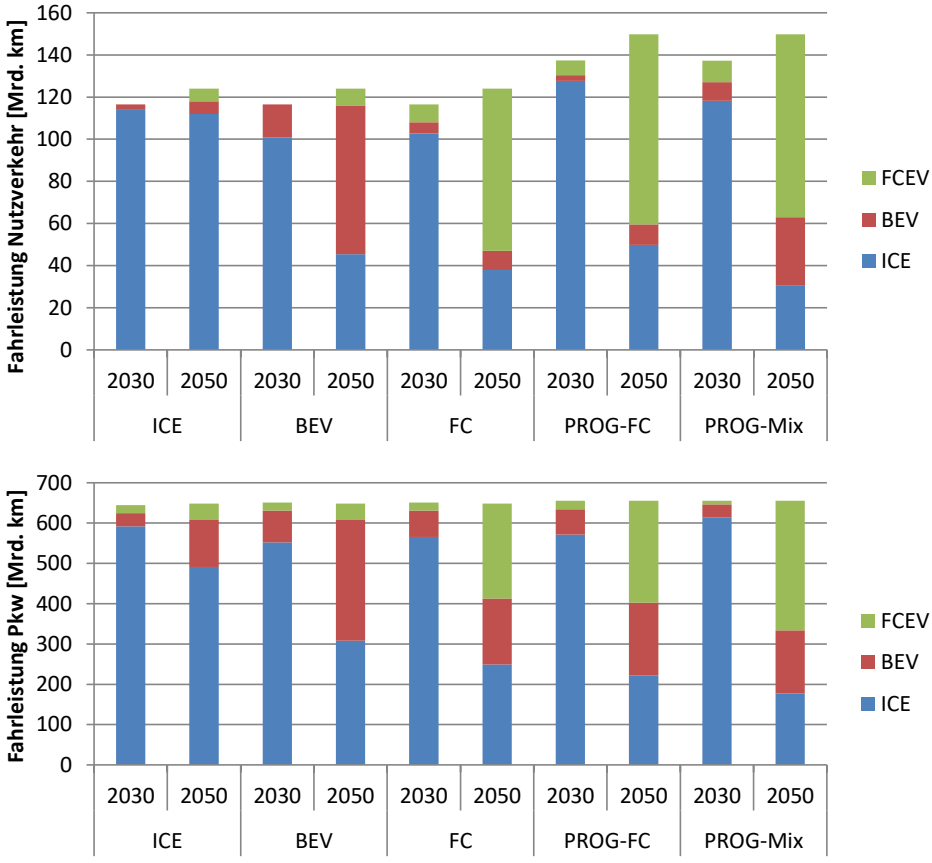


Abbildung 4.12: Gegenüberstellung des Transportbedarfs der fünf betrachteten Szenarien vom Straßennutzverkehr (oben) und Straßenpersonenverkehr (unten)

Während die Fahrleistungsanteile von FCEVs weitestgehend gleichbleiben, steigen die absoluten gefahrenen Kilometer in 2050 im Nutzfahrzeugsegment von 77 Mrd. km im Fuel Cell Literaturszenario auf 90 Mrd. km im PROG-FC Szenario an. Die absoluten brennstoffzellen-betriebenen Fahrleistungen der Nutzfahrzeuge im PROG-Mix Szenario liegen bei 86 Mrd. km in 2050. Die beiden im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Szenarien unterscheiden sich deutlich im Fahrleistungsanteil von BEVs. Das PROG-FC Szenario geht von ca. 9,7 Mrd. km batterieelektrischer Fahrleistung aus, wobei das PROG-Mix Szenario mit einem ambitionierten Technologiemix bei 32,5 Mrd. km liegt, welcher im Wesentlichen auf die leichten Lkw zurückzuführen ist.

Im Gegensatz zur Nutzfahrzeugentwicklung wurde bei der Entwicklung des Pkw-Verkehrs von einer konstanten Fahrleistung entsprechend der Literaturszenarien ausgegangen. Im PROG-Mix Szenario wird für das Jahr 2050 für den Pkw-Verkehr von einem ambitionierten elektrifizierten Technologiemix ausgegangen. Dies ist auch im Nutzverkehr der Fall. Dies spiegelt sich in 321 Mrd. km FCEV- und 157 Mrd. km BEV-Fahrleistung wider. Im PROG-Mix Szenario wurde zusätzlich eine FCEV-Bestandszahl von ca. 900.000 im Jahr 2030, die mit den nationalen Zielen anderer Länder vereinbar ist, berücksichtigt. Dies führt zu einer geringeren elektrifizierten Pkw-Fahrleistung in 2030.

4.7 Zwischenfazit

- Insbesondere die leichten Lkw unter 3,5 t auf der einen und die Sattelzugmaschinen auf der anderen Seite erleben einen sehr starken prognostizierten Anstieg bis zum Jahr 2050. Bei den Leichten Lkw findet eine Verdoppelung der Bestandszahlen von ca. 2 Mio. in 2010 bis auf ca. 4 Mio. in 2050 statt. Die Bestandszahlen der Sattelzugmaschinen steigen von ca. 180.000 in 2010 bis auf ca. 260.000 in 2050. Diese beiden Lkw-Klassen besitzen die höchsten Anteile des gesamten Kraftstoffverbrauchs im Nutzverkehr von zusammen 75 % im Jahr 2010.
- Die durchgeführten Bestandsprognosen ergeben Szenarienkennzahlen von 137 Mrd. km bzw. 150 Mrd. km Fahrleistung des Nutzverkehrs in 2030 bzw. 2050. Daraus ergeben sich Transportleistungen von 587 Mrd. tkm in 2030 und 598 Mrd. tkm in 2050. Die Fahrleistungskennwerte fallen größer als die in der Literatur vertretenen Zahlen aus und die Transportleistungskennwerte wiederum fallen im Vergleich geringer aus. Dies zeigt einen Wiederspruch auf, da die Literaturzahlen ein zunehmendes Verhältnis von Transportleistung zu Fahrleistung (auch als spezifische Beladung bezeichnet) implizieren. Die Szenarienentwicklung über die top-down Methode (Literatur) kann, wie in diesem Kapitel dargestellt, zu in sich unschlüssigen Ergebnissen führen. Durch den in dieser Arbeit angewandten bottom-up Ansatz, basierend auf Marktprognosen mit S-Kurven, können die Unschlüssigkeiten aufgehoben werden.
- Die Vorhersage der Marktentwicklung von Fahrzeugen mit elektrischen Antrieben ist sehr spekulativ. Dies gilt insbesondere für Pkw, da Konsumentscheidungen von Endkunden von sehr vielen Faktoren abhängen, die aus jetziger Sicht nicht vorherzusagen sind. Die Elektrifizierungsraten der vorliegenden Szenarienentwicklung orientieren sich an einer Reihe von Literaturstudien, die sowohl privatwirtschaftlich wie auch öffentlich in Auftrag gegeben wurden, um eine möglichst hohe Transparenz zu zeigen.

Die in diesem Kapitel entwickelten Szenarien werden weiterhin für die Rahmenentwicklung des Verkehrssektors als Eingangsdaten für die Systemmodellierungen in Kapitel 5 und 7 verwendet.

5 Abschätzung des zukünftigen Kraftstoffbedarfs im Verkehrssektor

Im Folgenden werden die Modelle zur Optimierung der Kraftstoffversorgungspfade angewandt. Als Eingangsdaten für die Bestands- und Elektrifizierungsentwicklungen werden die in Abbildung 4.12 aufgeführten drei Literaturszenarien aus der Studie des BMVI [19] (ICE, BAT, FC), sowie die in dieser Arbeit erarbeiteten Szenarien PROG-FC und PROG-Mix, herangezogen.

Das Modell wird zunächst anhand der Daten für das Jahr 2010 validiert. Anschließend wird in einer Optimierung der Gesamtenergieverbrauch der Kraftstoffversorgung für die Kraftstoffnachfrage 2030 und 2050 minimiert. Im darauffolgenden Unterkapitel wird eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse anhand einer Monte-Carlo Simulation durchgeführt.

Eine tabellarische Übersicht aller Eingangsdaten in die Modelle befindet sich in Tabelle A. 4 im Anhang. Einige wichtige Eckpunkte lauten:

- Da diese Berechnungen aus der Perspektive der CO_2-Reduktion im Sinne der offiziellen Bilanzrechnung der Bundesregierung gemacht werden, wird von einer vollständigen CO_2-Freiheit bei Biokraftstoffen, Elektrokraftstoffen, sowie bei der Elektromobilität ausgegangen.
- Der Energiebedarf der Luftfahrt wird durch den Territorialansatz beschränkt in die Modellberechnung miteinbezogen.
- Die Nutzung von Erdgas im Verkehrssektor ist zunächst gemäß des Elektrifizierungsszenario der BMVI Studie [19] auf 79 PJ/a in 2030 und 193 PJ/a in 2050 beschränkt und repräsentiert so ein Szenario mit moderatem infrastrukturellem Ausbaubedarf. Die Auswirkung der Zulassung von alternativen Kraftstoffen wird näher in den Fallstudien in Unterkapitel 7.2.2 analysiert.
- Das Primärenergiepotenzial an Biomasse für den Verkehrssektor beträgt 400 PJ. Diese liegen in Form von lignozellulosehaltigen Reststoffen vor und können vom Modell auf verschiedene Syntheserouten (siehe 2.3.2) aufgeteilt werden. Der Output entspricht um die 200 PJ, gemäß der Literaturrecherche für das Biokraftstoffpotenzial.
- Es wird ein Bedarfsblock mit 43 PJ Kraftstoffbedarf für nicht-elektrifizierte Bahnen und sonstigen Verkehrsträgern definiert [19, 20].

5.1 Modellvalidierung

Zur Überprüfung der Modellergebnisse soll das Optimierungsmodell zunächst mit den Randbedingungen für das Jahr 2010 durchlaufen werden. Für die Durchführung der Validierung sollen zunächst keine Restriktion für den CO_2-Gesamtausstoß definiert werden. Da die fossilen Kraftstoffe gegenüber alternativen Kraftstoffen den effizientesten Pfad zur Bereitstellung besitzen, werden nur diese – wie auch bei der realen Energiebereitstellung im Jahr 2010 – von dem Modell ausgewählt. Die Modellergebnisse werden in Form der Energiebereitstellung in Abbildung 5.1 dargestellt.

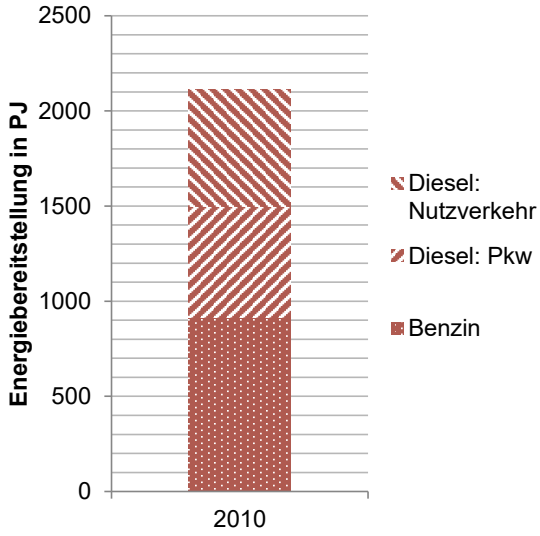


Abbildung 5.1: Energiebereitstellung des Verkehrssektors für das Jahr 2010

In Tabelle 5.1 werden die ermittelten Werte, mit denen aus der Literatur verglichen. Sowohl die Kraftstoffbereitstellung der einzelnen Teilsektoren, wie auch die Gesamtmenge weisen mit Abweichungen von jeweils unter 5 % sehr gute Übereinstimmungen vor. Der CO_2-Gesamtaußstoß des Verkehrssektors wird im Modell durch die Gesamtmenge an verbrauchtem Kraftstoff berechnet. Es ergibt sich ein Wert von 154,9 Mt. Dieser Wert liegt ebenfalls in sehr guter Überstimmung mit den berichteten Emissionen des BMU von 153 Mt in 2010 [46].

Tabelle 5.1: Gegenüberstellung Ergebnisse aus der Validierungssimulation mit Literaturdaten aus dem Jahr 2010

	Modellergebnisse	**Literaturdaten BMVI [19]**
Diesel: Nutzverkehr	613 PJ	632 PJ
Diesel: Pkw	586 PJ	581 PJ
Benzin	913 PJ	927 PJ
Kraftstoff gesamt	2112 PJ	2140
CO_2 Ausstoß	154,9 Mt_{CO2}	153,0 Mt_{CO2}

5.2 Auswertung und Diskussion des Kraftstoffbedarfs unter verschiedenen Entwicklungsszenarien

Im Folgenden wird das Optimierungsmodell auf die Zukunftsszenarien angewandt. Dabei werden fünf verschiedene Entwicklungsszenarien zur Beschreibung der Randbedingungen herangezogen. Hierzu gehören die drei Literaturszenarien aus der Studie des BMVI [19], sowie die zwei in Kapitel 4 entwickelten Szenarien PROG-FC und PROG-Mix. Die Bedarfe an Fahrleistungsanteilen für die verschiedenen Antriebsarten wurden in Abbildung 4.12 gegenübergestellt. Abbildung 5.2 zeigt die Ergebnisse der Systemoptimierung für die fünf betrachteten Szenarien in Form von dem Energieeinsatz, aufgeteilt nach Endenergieart und Energiequelle. In dieser Modellierung werden nur

Kraftstoffe in drop-in Qualität[5] zur Nutzung im Verkehrssektor zugelassen. In einer in 7.2.2 durchgeführten Analyse wird auch der Einfluss von der Ermöglichung verschiedener alternativer Kraftstoffe auf die Kraftstoffverteilung betrachtet. Drop-in Kraftstoffe zeichnen sich dadurch aus, dass sie den konventionellen Kraftstoffen in beliebigen Mengen beigemischt werden können, ohne eine Nachrüstung von Infrastruktur oder Fahrzeugen vorauszusetzen.

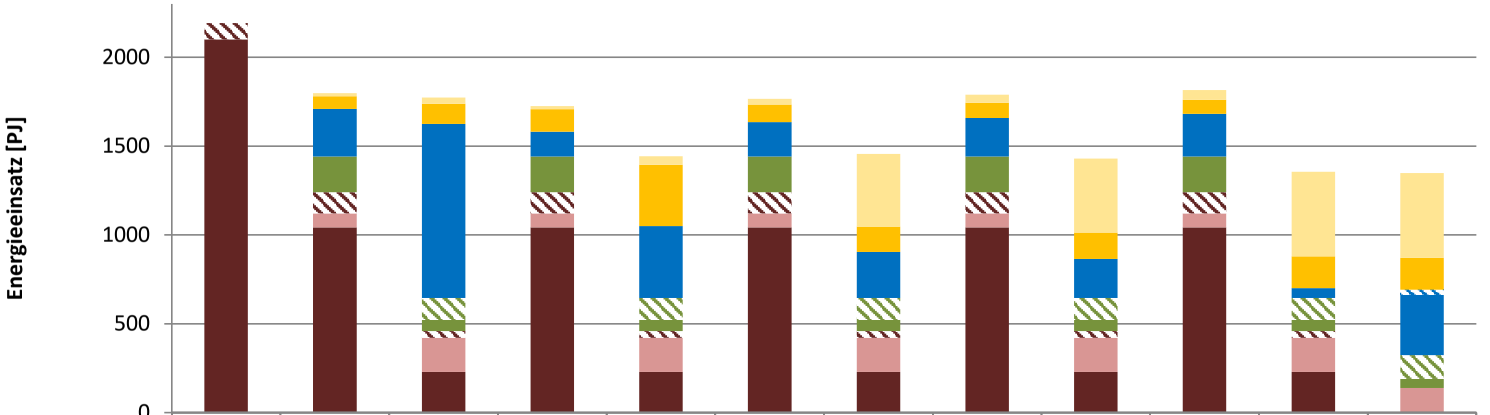
Diskussion der Modellergebnisse

In allen betrachteten Szenarien werden Elektrokraftstoffe als Ergänzung zu Elektromobilität und Biokraftstoffen verwendet, um eine ausreichende CO_2-Reduktion zu erreichen. Da der benötigte Anteil an Elektrokraftstoffen im PROG-Mix Szenario mit 55 PJ im Vergleich sehr gering ausfällt, wird eine weitere Berechnung mit dem Ziel einer 95-prozentigen (statt einer 80-prozentigen) CO_2 Reduktion durchgeführt.

Durch die Restriktion an CO_2-Emissionen und einer Maximalbegrenzung der Biokraftstoffe stellt sich ein gewisses Kontingent an fossilen Kraftstoffen ein. Aufgrund des überlegenen Wirkungsgrades der Kraftstoffbereitstellung über den fossilen Pfad, wird dieses in allen Szenarien ausgeschöpft. Insbesondere Erdgas ist durch die auf den Energiegehalt bezogenen geringeren CO_2-Emissionen vorteilhaft gegenüber den flüssigen fossilen Kraftstoffen. Die maximal zulässige Menge an Erdgas von 193 PJ wird in allen Szenarien ausgeschöpft. In dem Szenario mit einer 95-prozentigen CO_2 Reduktion wird das gesamte Kontingent an fossilen Energieträgern über Erdgas ausgeschöpft. Die notwendigen Mengen an flüssigen Kraftstoffen für den Luft-, Schiffs- und sonstigen Nutzverkehr werden über die Bioroute, sowie durch Elektrokraftstoffe gedeckt. Da die CO_2-Berechnung in dem vorliegenden Modell auf den offiziellen Regelungen beruht, werden keine Emissionen aus der Vorkette mit einbezogen, wie sie beispielsweise durch Methanschlupf stattfinden.

Das ICE Szenario, welches auch in Zukunft vermehrt auf den Einsatz von Verbrennungsmotoren setzt hat mit Abstand den höchsten Energiebedarf. Es wird ein Elektrokraftstoffbedarf von 268 PJ in 2030 und 980 PJ in 2050 ermittelt, um die vorgegebenen CO_2 Ziele zu erfüllen. Diese Mengen an Elektrokraftstoffen korrespondieren mit einem Wasserstoffbedarf von 1163 PJ bzw. ca. 10 Mt in 2050. Das BAT Szenario weist durch einen Fokus auf batterieelektrische Mobilität die höchsten Elektrifizierungsraten im Jahr 2030 auf. Dies führt zu dem geringsten Elektrokraftstoffbedarf unter den Szenarien von 139 PJ in 2030. Das FC Szenario erreicht durch eine spätere Ausbreitung von FCEVs im Vergleich zu BEVs zu etwas höheren Elektrokraftstoffbedarfen von 193 PJ in 2030. Die Literaturstudie des BMVI [19] bewertet das Gesamtpotenzial der Elektrifizierung im FC Szenario jedoch höher als im BAT Szenario, wodurch sich das Bild umlenkt und ein Elektrokraftstoffbedarf von 259 PJ (FC) dem von 404 PJ (BAT) gegenüber steht.

[5] Betrachtete Verfahren zur Produktion von Drop-in Kraftstoffen sind: Methanol-to-Gasoline, Fischer-Tropsch, Methanisierung



	2010	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2050 -95 %
		ICE		BAT		FC		PROG-FC		PROG-Mix		
FCEV		18	34	18	49	31	409	46	416	54	477	477
BEV		71	114	127	345	100	144	85	148	79	179	179
PtF Kerosin		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26
PtF SNG		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PtF Straße		268	980	139	404	193	259	217	221	240	55	342
Bio Kerosin		0	123	0	123	0	123	0	123	0	123	134
Bio Straße		201	63	201	63	201	63	201	63	201	63	51
Fossil Kerosin	93	120	37	120	37	120	37	120	37	120	37	0
Fossil Erdgas	0	79	193	79	193	79	193	79	193	79	193	139
Fossil Straße	2100	1042	229	1042	229	1042	229	1042	229	1042	229	0

Abbildung 5.2: Modellergebnisse für die Energieversorgung des Verkehrs unter CO_2-Emissionsrestriktionen der fünf Szenarien

Da die Elektrifizierung des Verkehrssektors in den PROG-FC und PROG-Mix Szenarien im Jahre 2030 eine vergleichsweise geringe Ausbreitung erreicht, ist der Bedarf an synthetischen Kraftstoffen zu diesem Zeitpunkt hoch. Im PROG-Mix Szenario ist aufgrund der Beachtung weniger Brennstoffzellenfahrzeuge im Jahr 2030 der Bedarf an Elektrokraftstoffen mit 240 PJ besonders hoch. Durch die umfangreiche Ausbreitung elektrifizierter Mobilität bis 2050 sinken die Elektrokraftstoffbedarfe auf 221 PJ im PROG-FC Szenario und 55 PJ im PROG-Mix Szenario trotz der angesetzten CO_2-Reduktionsziele von 80 %. Da das PROG-Mix Szenario allein durch die hohe Elektrifizierungsrate erhebliche Mengen an CO_2 einspart, kann hier die Möglichkeit der Verfolgung ambitionierterer Klimaziele untersucht werden. In einer weiteren Analyse wurde daher eine CO_2-Reduktion um 95 % in Kombination mit dem PROG-Mix Scenario untersucht. Dabei wurde ein Bedarf an 368 PJ Elektrokraftstoff ermittelt, wovon 26 PJ auf Kerosin fallen.

5.3 Sensitivitätsanalyse anhand der Monte-Carlo Methode

Im nächsten Schritt wird die Sensitivität der Ergebnisse mittels einer Monte-Carlo Simulation, beschrieben in 3.4.2, analysiert. Dazu wird für die folgenden Größen eine statistische Verteilung für deren Parametrisierung in einem Modelldurchlauf festgelegt:

- Kosten der Primärenergieträger
- Fahrleistung der Verbrennungsmotoren nach Fahrzeugklasse
- Transformatoren des Simulationsmodells
- Maximal nutzbare Menge an Biomasse

Die statistische Verteilung wird anhand des unteren Grenzwerts x_u, des oberen Grenzwerts x_o und des Wertes an dem die Wahrscheinlichkeitsdichte den Maximalwert erreicht x_m festgelegt (vgl. Abschnitt 3.4.2). Anhand dieser Werte (aufgeführt in Tabelle A. 6) stellt das Modell eine Gammaverteilung auf. In jedem Modelldurchlauf wird für jede der betroffenen Parameter ein Wert nach der statistischen Verteilung ermittelt und anschließend eine Optimierung des Gesamtsystems durchgeführt. Dieser Vorgang wird 100.000-mal wiederholt. Abbildung 5.3 zeigt die Struktur von Modell 2 und die Werte für die Erstellung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen. Um den Einfluss der verschiedenen Prozesse und Prozesswirkungsgrade gegenüberstellen zu können, werden im Gegensatz zum Systemaufbau von Modell 1 Prozesse zusammengefasst. Dies gilt beispielsweise für die Syntheseprozesse des PtF-Verfahrens, die für die Monte-Carlo Simulation zusammengefasst werden und in der Verteilung das Wirkungsgradspektrum aller möglichen Synthesen abdecken. Außerdem umfassen die Fahrleistungen als Modellbedarf die Ergebnisse aller betrachteten Szenarien.

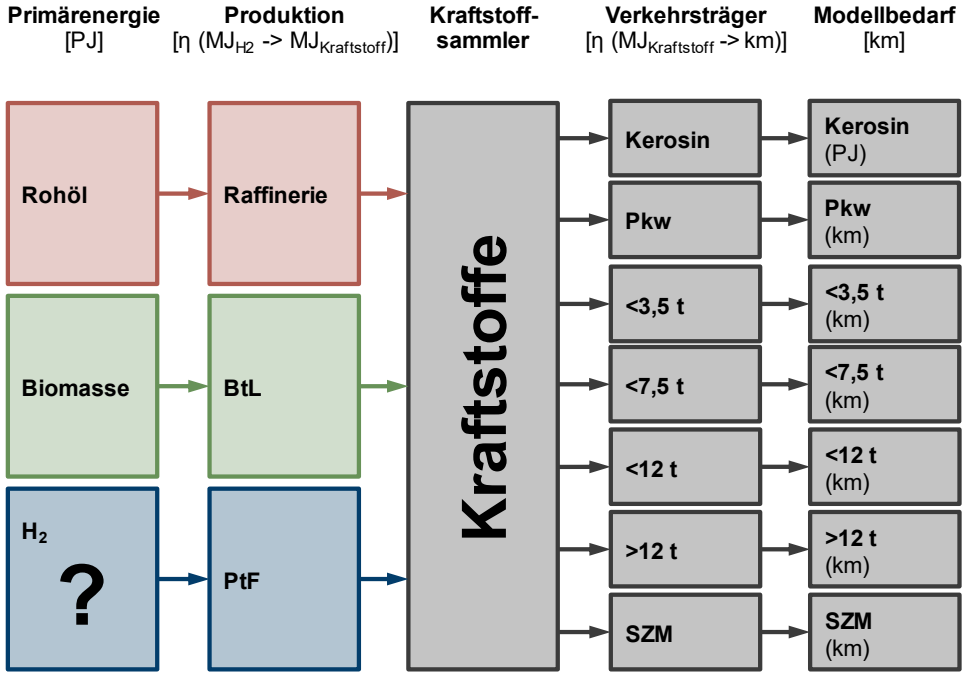


Abbildung 5.3: Schematischer Aufbau des Monte-Carlo Modells

Alle verwendeten Werte zur Aufstellung der Gammaverteilungen werden in Tabelle A. 6 im Anhang aufgetragen. Die Werte für das Spektrum der Fahrleistungen zur Berechnung des Kraftstoffbedarfs bilden entsprechend des maximalen und minimalen Wertes aus den fünf vorgestellten Szenarien.

Die Auswertung der Monte-Carlo Simulation wird anhand von Kennwerten vorgenommen, die in der Modellierung berechnet werden. Als aussagekräftige Kenngrößer werden hier die Wasserstoff- und die Kraftstoffmenge herangezogen.

In Abbildung 5.4 und Abbildung 5.5 werden die Monte-Carlo Simulationen anhand der Häufigkeit, in der ein bestimmtes Ergebnis in 100.000 Durchläufen aufkommt, ausgewertet. Der statistisch am häufigsten vorkommende Wert des Wasserstoffbedarfs für Nutzung in der PtF-Technologie liegt bei 300 PJ (vgl. Abbildung 5.4). Beim Ansetzen des Wirkungsgrades der im Vergleich weniger effizienten FT-Synthese von 74,9 % als durchschnittlichen Anlagenwirkungsgrad entspricht dies einer Kraftstoffmenge von 220 PJ, im Einklang mit den Ergebnissen aus 5.2. In Abbildung 5.5 wird die Simulation anhand der Häufigkeit der Ergebnisse für den Gesamtbedarf an PtF-Kraftstoffen ausgewertet. Hier sammeln dich die am höchsten auftretenden Häufigkeiten um den Punkt 240 PJ PtF-Kraftstoffbedarf.

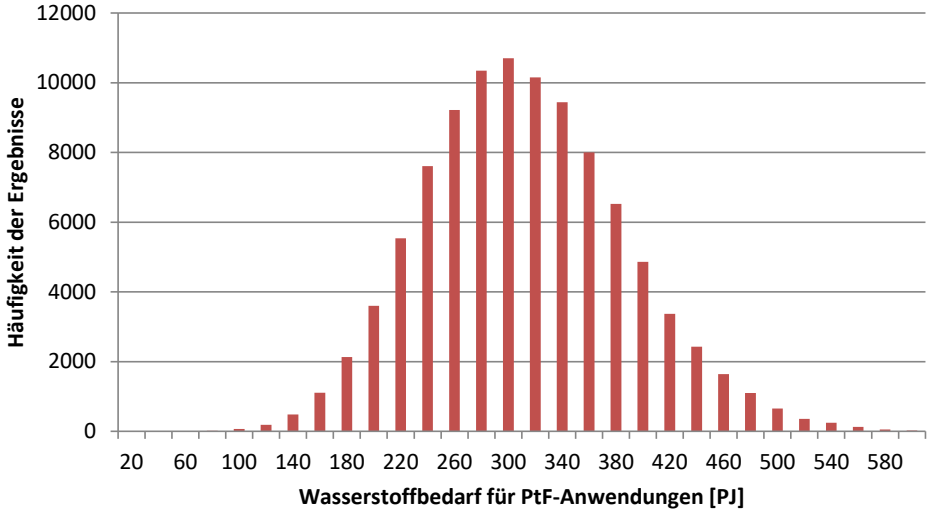


Abbildung 5.4: **Ergebnisdarstellung als Wasserstoffbedarf in 2050 für die PtF-Anwendungen aus der Monte-Carlo-Simulation**

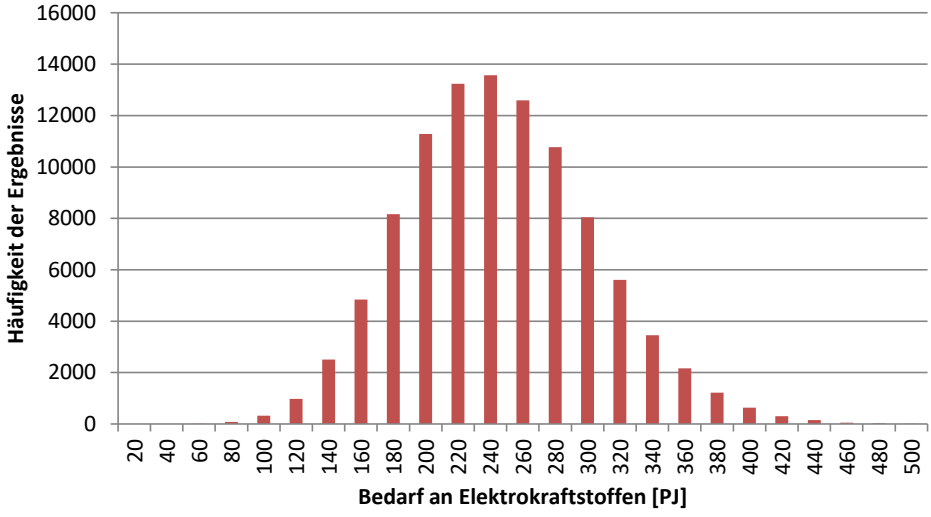


Abbildung 5.5: **Ergebnisdarstellung als PtF-Kraftstoffbedarf in 2050 für die PtF-Anwendungen aus der Monte-Carlo-Simulation**

5.4 Zwischenfazit

- Selbst in den optimistischeren Entwicklungsszenarien ist die Elektrifizierung alleine zur Erreichung der Treibhausgasreduktionsziele im Verkehrssektor 2030 nicht ausreichend. In allen betrachteten Szenarien werden neben Biokraftstoffen auch signifikante Mengen an Elektrokraftstoffen als Ergänzungstechnologie zur Defossilisierung benötigt. Das BAT Szenario weist mit 139 PJ den geringsten Bedarf an PtF-Kraftstoffen im Jahr 2030 auf. Im FC Szenario

wird ein Bedarf von 193 PJ ermittelt. Im PROG-Mix Szenario wurde durch die Korrektur des FCEV-Marktanteils anhand nationaler Entwicklungsziele ein erhöhter Bedarf von 240 PJ Elektrokraftstoffe in 2030 festgestellt.

- Auch in 2050 wird noch ein signifikanter Bedarf an Elektrokraftstoffen ermittelt. Allein durch die angenommene sehr umfangreiche Elektrifizierung der Verkehrsträger kann dieser Bedarf in größerem Ausmaß reduziert werden, was die Möglichkeit für eine stärkere Klimagasreduktion eröffnet. Hierbei würde PtF wieder eine wichtige Rolle spielen.
- Die hier ermittelten Ergebnisse beziehen sich auf eine Bilanzierung der Treibhausgase, welche lediglich den Anteil des territorialen Ansatzes der Luftfahrt einbezieht. Dies bedeutet heutzutage eine Differenz von ca. 340 PJ zwischen dem in der Modellierung einbezogenen Kerosineinsatz und dem tatsächlichen Absatz. Der Einsatz von Elektrokraftstoffen zur CO_2-Reduktion im nicht mitbilanzierten Flugverkehr kann dessen Bedarf bis 2050 gegenüber den hier dargestellten Ergebnissen stark anheben.

6 Innovative Integrationskonzepte von Power-to-Fuel-Systemen

In diesem Kapitel werden weiterführend technische Ausarbeitungen von verschiedenen Aspekten von Power-to-Fuel Systemen vorgenommen. Die in diesem Kapitel erarbeiteten Ergebnisse dienen zur Vervollständigung des technischen Fundamentes für die Systemsimulationen in Kapitel 7 bzw. der Ergebniszusammenführung in Kapitel 8. Konkret wird in Kapitel 6.1 ein Power-to-Fuel System in Inselbetrieb, sprich ohne Anschluss an das Stromnetz, ausgelegt und daraufhin betriebstechnisch und wirtschaftlich bewertet. Anschließend wird in Kapitel 6.2 ein verfahrenstechnisches Konzept zur Veredlung von FT-Produkten erarbeitet und in Aspen Plus ausgelegt, simuliert und bewertet.

6.1 Inselsystem zur Produktion von Kraftstoffen mit CO_2 Punktquellen

Teile dieses Kapitels wurden in einer im Rahmen dieser Promotion betreuten Masterarbeit erarbeitet [227] und sind in Form eines Artikels im Journal *Applied Energy* veröffentlicht worden [228].

Im Folgenden wird ein PtF System im Inselbetrieb ausgelegt, simuliert und technisch, sowie wirtschaftlich analysiert. Die Konzeptüberlegungen sind in 2.2.3 und die methodischen Grundlagen in 3.3 aufgeführt.

6.1.1 Standortauswahl

Die Standortauswahl ist von besonderer Bedeutung, da die Stromgestehungskosten des Windparks durch die lokal vorherrschenden Windverhältnisse bestimmt werden. Zusätzlich muss am gewählten Standort die Möglichkeit zur Installation aller Systemkomponenten vorhanden sein. Zum einen ist ein großer Wasserstoffspeicher zur Überbrückung windarmer Zeiten nötig, um die Synthese der in dieser Arbeit modellierten PtL-Anlage mit integrierter Wasserstoffproduktion mit hoher Volllaststundenzahl betreiben zu können. Zum anderen muss eine CO2-Punktquelle zur kontinuierlichen Versorgung der Syntheseanlage vorhanden sein.

Erste lokale Einschränkung des Systems sind daher die in 3.3.1.4 vorgestellten Regionen zur Errichtung von Salzkavernen. In Deutschland sind dies die Regionen Niederrhein, Mitteldeutschland und Nordseeküste (siehe Abbildung 6.1).

In einem zweiten Schritt werden die erzielbaren Volllaststunden (FLH, engl.: *full load hours*) in den möglichen Regionen untersucht. Das 10-Jahresmittel der Volllaststunden in Deutschland beträgt 1.651 h [262]. Als Mindestanforderung für ein wirtschaftliche Produktion werden in der vorliegenden Arbeit 2.000 FLH festgelegt. Abbildung 6.1 zeigt die Volllaststunden verschiedener Standorte in und um die drei Salzkavernenregionen, die mithilfe der Daten der Messstationen des Deutschen Wetterdiensts (DWD) [133] durch das Subsystem „Windpark“ berechnet wurden. Die Winddaten stammen aus dem Jahr 2013. Dieses wies laut Umweltbundesamt [263] durchschnittliche Windverhältnisse auf und stellt somit ein gutes Referenzjahr dar. Die Mindestanforderung von 2.000 FLH eines Windparks (mit einbezogenem Wirkungsgrad von 84 %) wird, bis auf eine Ausnahme, nur entlang der Nordseeküste erreicht. Die besten Windbedingungen ergeben sich an den Standorten Büsum und Cuxhaven, die in Abbildung 6.1 jeweils grün markiert sind.

Als drittes Entscheidungskriterium für die Standortauswahl bleibt die Betrachtung der zur Verfügung stehenden CO_2-Quellen. Grundsätzlich besteht durch Abtrennung von CO_2 aus der Umgebungsluft keine geografische Einschränkung der PtL-Anlage durch die Notwendigkeit der Nähe zu einer CO_2-

Punktquelle. Aufgrund der in Kapitel 2.2.2 vorgestellten Kostenspanne der Abscheidung aus der Luft im Gegensatz zu Industrieabgasen oder Biomasseanlagen wird diese Möglichkeit für das Bezugsjahr 2030 nicht betrachtet. Stattdessen liegt der Fokus für diese Betrachtungen auf CO_2-Punktquellen. Seit 2006 werden alle in der EU betriebenen Industrieanlagen mit einem CO_2-Ausstoß von mehr als 100 Mio. t im Jahr in einer Kartei der Europäischen Umweltagentur EEA aufgeführt [264].

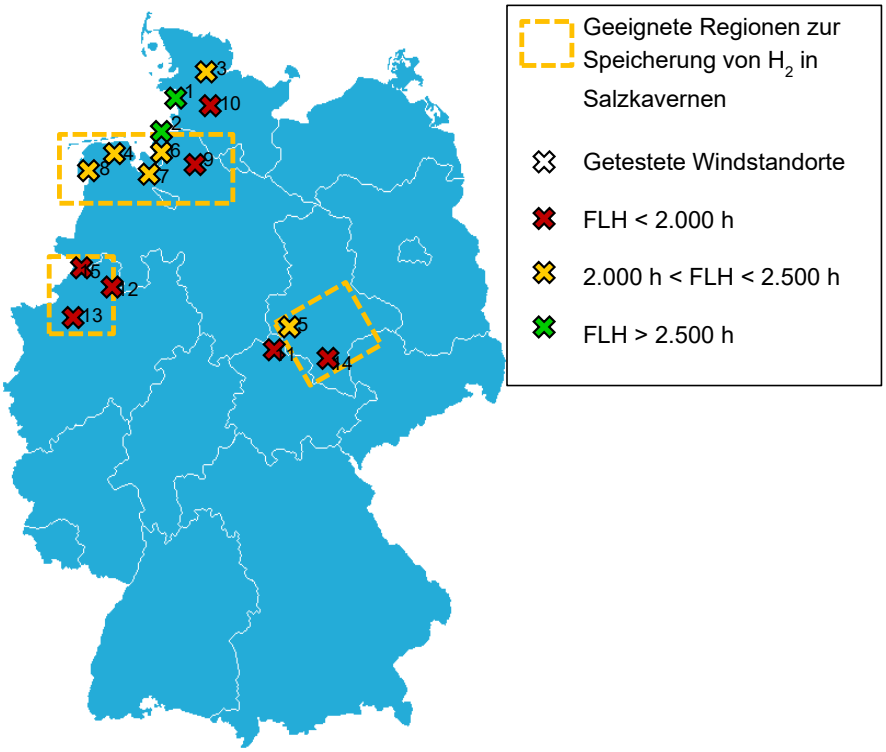


Abbildung 6.1: **Übersicht der erreichbaren FLH an den getesteten Windstandorten aus Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes [133]. Regionen zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen aus Michalski et al. [239]**

Basierend auf den von der EEA zur Verfügung gestellten Daten [97] zeigt Abbildung 6.2 die CO_2-Punktquellen in der Region Nordseeküste, sprich an den oben identifizierten guten Windstandorten.. Zusätzlich ist ein Biomasseheizkraftwerk in Brunsbüttel, dessen CO_2-Ausstoß anhand der installierten elektrischen Energie im Vergleich zum Biomasseheizkraftwerk Emden abgeschätzt wurde, mit aufgenommen worden [265]. Beispielhaft ist ebenfalls die anhand Gleichung 6.1 berechnete theoretisch maximal erreichbare Methanolsyntheseleistung basierend auf die CO_2-Menge angegeben. Ausgegangen wird von einer Volllaststundenzahl $FLH_{Synthese}$ von 8.000 h und einem Heizwert H_u von Methanol von 20,09 MJ/kg.

$$P_{Synthese,Methanol}\,[MW] = \frac{m_{CO_2}}{1{,}37\,\frac{kg_{CO_2}}{kg_{Methanol}}} \cdot \frac{H_u(Methanol)}{FLH_{Synthese} \cdot 3600\,\frac{s}{h}} \qquad \text{Gleichung 6.1}$$

Abbildung 6.2 verdeutlicht, dass in der ausgewählten Region entlang der deutschen Nordseeküste ausreichend CO_2-Punktquellen für eine großtechnische Umsetzung von Syntheseanlagen mit mindestens 31 MW existieren. Exklusive der fossilbefeuerten Kraftwerke, welche in dieser Arbeit nicht als mögliche Rohstoffe für die Produktion von Elektrokraftstoffen betrachtet werden, reicht das CO_2-Potenzial für ein theoretisches Methanol-Produktionspotenzial in der Größenordnung von 2,89 GW.

Zur Berücksichtigung einer breiten Abdeckung der möglichen PtL-Systemgrößen werden die drei in Abbildung 6.1 markierten Standorte Büsum (1), Cuxhaven (2) und Emden (8) als Standorte ausgewählt. Diese decken mit 4.303, 2.818 und 2.154 Volllaststunden ein breites Spektrum von exzellenten bis guten Windbedingungen ab.

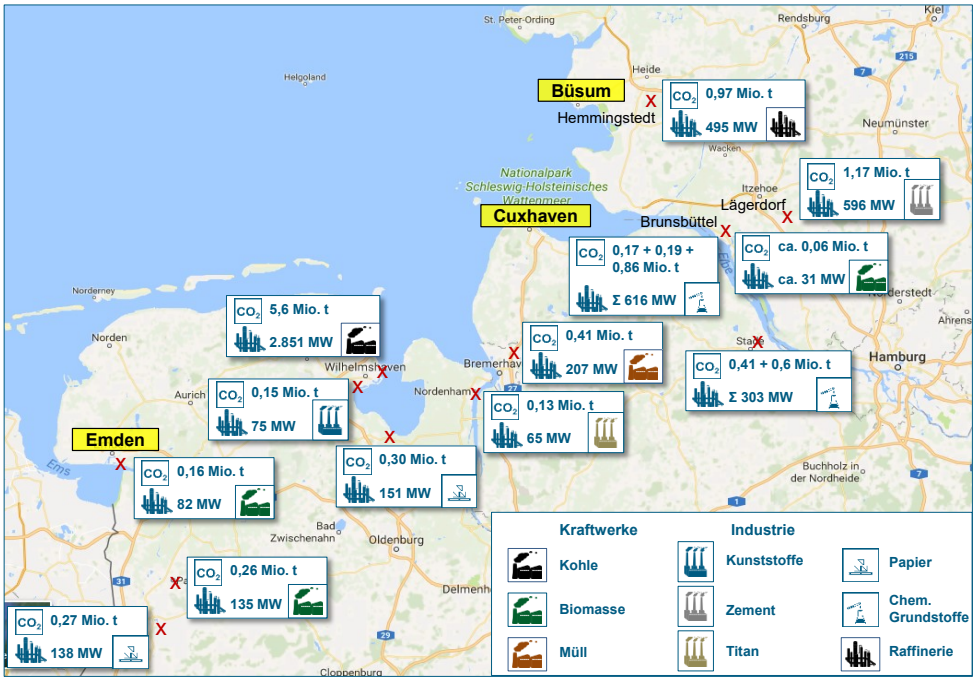


Abbildung 6.2: **Übersicht der verfügbaren CO_2-Punktquellen entlang der Nordseeküste und theoretischer Methanolsyntheseleistung nach Gleichung 6.1, Daten aus [97]**

6.1.2 Modellierungsergebnisse

Mit dem in Kapitel 3.3 vorgestellten Modell sollen an dieser Stelle eine Reihe von Fallbeispielen durchgeführt werden. Das Ziel der Fallanalysen ist es, die Auswirkungen verschiedener Betriebsfälle auf das Produktionssystem und die damit verbundenen Kraftstoffherstellungskosten zu ermitteln. In Tabelle 6.1 wird eine Übersicht der betrachteten Fallanalysen mit den zugehörigen Betriebsbedingungen bzw. Standort und Syntheseprodukt gegeben.

Im Folgenden wird Fall 1 aus Tabelle 6.1 als Referenzfall herangezogen, anhand dessen die Simulationsergebnisse beispielhaft vorgestellt werden. Mit den Windgeschwindigkeiten als Eingangsdaten und den Vollaststunden und der Outputleistung der Syntheseanlage wird zunächst die Systemgröße auf 34 Windenergieanlagen (142,8 MW) und 24 Elektrolyseureinheiten (120 MW) berechnet.

Tabelle 6.1: Fallanalysen Übersicht

Fall	Standort	Synthese	$P_{Synthese}$ [MW]	$\eta_{min,PEMEL}$ [%]	FLH Synthese [h]	n_{WEA}	n_{PEMEL}	Speicher-größe [GWh]
1	Cuxhaven	Methanol	30	65	8.000	34	24	26,3
2	Cuxhaven	Fischer-Tropsch	30	65	8.000	36	26	27,8
3	Büsum	Methanol	30	65	8.000	24	17	14,6
4	Büsum	Fischer-Tropsch	30	65	8.000	25	18	15,0
5	Emden	Methanol	30	65	8.000	45	32	32,1
6	Emden	Fischer-Tropsch	30	65	8.000	48	33	33,8
7	Cuxhaven	Methanol	30	65	7.000	30	21	25,1
8	Cuxhaven	Methanol	30	65	6.000	26	18	18,8
9	Büsum	Methanol	30	66	8.000	23	19	14,6

Eine Spitzenlastabregelung schneidet die Lastspitzen der Windparkleistung ab, um so die installierte Elektrolyseurleistung zu reduzieren. Bei einer Spitzenlastabregelung von 2 % kann die Anzahl der Elektrolyseureinheiten im Referenzfall (Fall 1) von 25 auf 24 reduziert werden. Die Abregelung tritt in dem Referenzfall in nur 762 h im Jahr auf und reduziert so die produzierte Gesamtenergie um 0,4 %. Da die Spitzenlastabregelung eine positive Wirkung auf die Produktgestehungskosten hat, wird sie in allen Fällen eingebaut.

Die ausgelegte Größe der Synthese dient als Grundlage zur Berechnung des jährlichen Betriebs des gesamten PtF-Systems. Abbildung 6.3 zeigt die Ergebnisse des Matlab/Simulink Modells für den Referenzfall. Es sind im oberen Diagramm die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der Windenergieanlage (blau), in der Mitte die Outputleistung des Windparks (grün), des Elektrolyseurs (orange) und der Syntheseanlage (schwarz), sowie den Speicherstand des Wasserstoffspeichers (rot) im unteren Diagramm abgebildet. Unter den genannten Betriebsbedingungen werden 43.006 Tonnen Methanol in einem Jahr produziert.

6.1.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Nach der in Unterkapitel 3.3.2 vorgestellten Methode werden auf Basis der Modellergebnisse Produktgestehungskosten für alle Fälle berechnet. Auch alle zugrundeliegenden Kostenannahmen befinden sich in Tabelle 3.1, Tabelle 3.2, Tabelle 3.3 und Tabelle 3.4 des Methodenkapitels. Eine Übersicht aller berechneten Fälle befindet sich in Tabelle 6.1. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung aller Fälle werden am Ende dieses Abschnitts gegenübergestellt. Zunächst werden einige Fallvergleiche anhand verschiedener Kriterien vorgestellt und diskutiert.

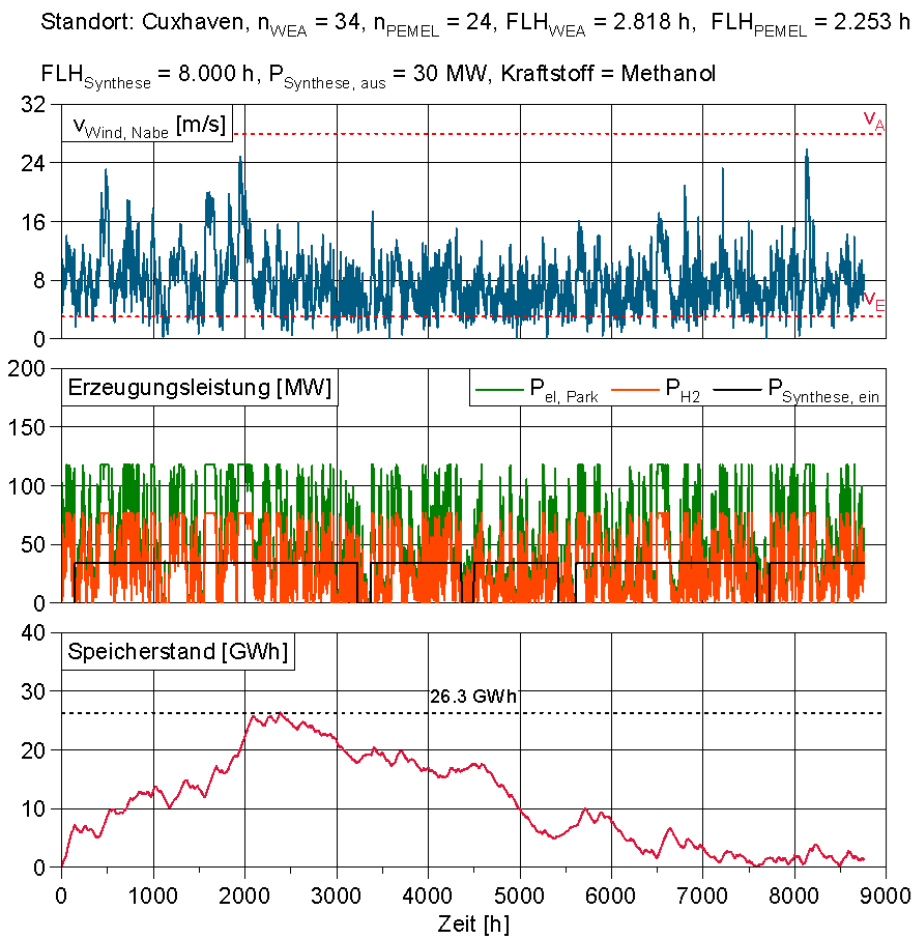


Abbildung 6.3: **Modellausgabe von erzeugter Windstromleistung $P_{el,Park}$, Outputleistung des Elektrolyseurs P_{H_2}, Eingangsleistung der Synthese $P_{Synthese,ein}$ und Speicherstand für den Jahresbetrieb bei der Windgeschwindigkeit $v_{Wind,Nabe}$ für den Referenzfall**

Methanol- und FT-Synthese

In Abbildung 6.4 werden die Produktgestehungskosten der Fälle 1 und 2, aufgeteilt nach Systemkomponente und nach Investitions- und Betriebskosten, gegenübergestellt. Es wird die Produktion via Methanol- und FT-Synthese am Standort Cuxhaven verglichen. Die berechneten Zahlenwerte stehen in Tabelle 6.2.

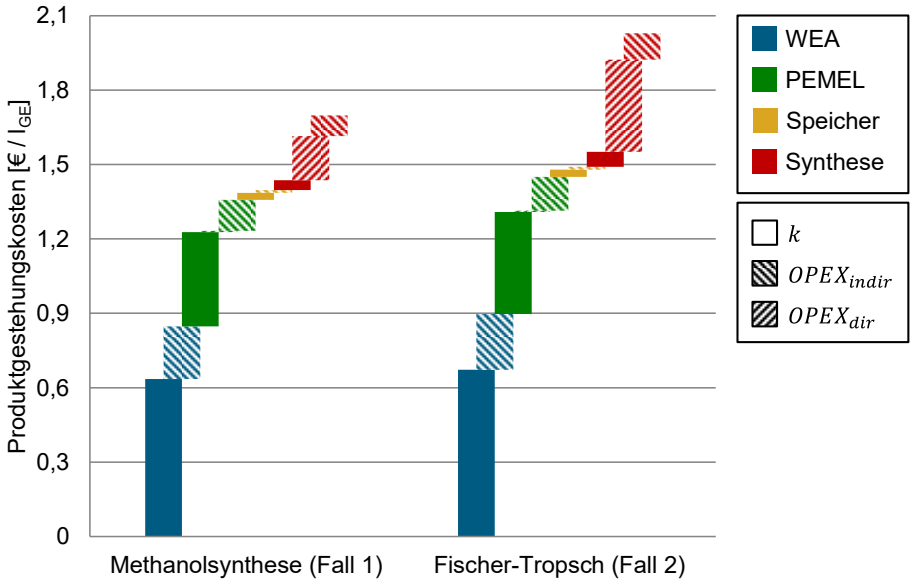


Abbildung 6.4: **Gegenüberstellung der Ergebnisse von der Methanolsynthese und Fischer-Tropsch-Synthese am Standort Cuxhaven**

Tabelle 6.2: **Zwischenergebnisse für die Herstellungskosten: Vergleich der Kosten von Methanol- und FT-Synthese am Standort Cuxhaven (Fall 1 und 2)**

	Methanolsynthese	Fischer-Tropsch Synthese
k	29,2 Mio. € / a	31,7 Mio. € / a
$\sum OPEX_{dir}$	5,0 Mio. € / a	10,2 Mio. € / a
$\sum OPEX_{indir}$	11,7 Mio. € / a	12,9 Mio. € / a
$\dot{m}_{Kraftstoff}$ [t/a]	43.006	20.093
LHV_{fuel} [MJ/kg]	19,918	42,09
$LHV_{vol.,GE}$ [MJ/l]	32,2	32,2
NPC	**1,732 € / l_{GE}**	**2,094 € / l_{GE}**

Am Standort Cuxhaven kann Methanol zu 1,73 €/l_{GE} und Fischer-Tropsch-Kraftstoff zu 2,09 €/l_{GE} hergestellt werden. In beiden Fällen sind die größten Kostenanteile von ca. 70-80 % der Wasserstoffproduktion, sprich den Komponenten Windpark und Elektrolyseur, zuzuschreiben. Aufgrund des höheren Wirkungsgrades der Methanolsynthese fallen die Kosten pro Liter Benzinäquivalent für Windpark und Elektrolyseur um ca. 10 cent geringer aus als bei der FT-Synthese. Weiterhin fallen bei den Komponenten zur Wasserstoffherstellung die Investitionskosten mit 73 % bzw. 74 % mehr ins Gewicht als die Betriebskosten. Für die Syntheseanlage stellt sich eine umgekehrte Sachlage heraus: die Investitionskosten stehen den ca. 6-fachen Betriebskosten gegenüber. Die direkten Betriebskosten der Syntheseanlage wird zum größten Teil von den CO_2-Kosten ausgemacht und beinhalten weiterhin noch die Stromkosten zum Betrieb der Anlagenaggregate. Der deutlich höhere CO_2 Bedarf bei der FT-Synthese bewirkt den Kostenanstieg bei den direkten Betriebskosten. Die Indirekten Betriebskosten beinhalten Kostenpunkte für den Anlagenbetrieb, wie beispielsweise Personal oder Werkstattkosten, sowie Kosten für Versicherung und Steuern. Tabelle 6.3 zeigt eine

Aufstellung der indirekten Betriebskosten, beispielhaft für Fall 1. Die Kosten für die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen fallen mit wenigen cent pro Liter Benzinäquivalent kaum ins Gewicht für die Gesamtgestehungskosten.

Tabelle 6.3: $OPEX_{indir}$ **der Methanolsynthese am Standort Cuxhaven (Fall 1)**

Bezeichnung	Bezug	Faktor	$OPEX_{indir}$
Betriebsüberwachung (BÜ)	$K_{Personal}$	0,15	95.319 € / a
Wartungskosten ($K_{Wartung}$)	CAPEX	0,04	420.000 € / a
Betriebsmittel	$K_{Wartung}$	0,15	63.000 € / a
Werkstattkosten	$K_{Personal}$	0,2	127.092 € / a
Versicherung und Steuern	CAPEX	0,02	210.000 € / a
Gemeinkosten	$K_{Personal}$ + BÜ + $K_{Wartung}$	0,6	564.468 € / a
Administrative Kosten	Gemeinkosten	0,25	141.117 € / a
Personalkosten			635.461 € / a
Summe			**2,3 Mio. € / a**

Standortvergleich

Der Standort der Inselsysteme hat eine signifikante Auswirkung auf die Produktgestehungskosten, da die vorherrschenden Windkonditionen den Strompreis und damit die Wasserstoffgestehungskosten bestimmen, die wie oben erwähnt den größten Teil der Produktionskosten ausmachen. Die drei ausgewählten Vergleichsstandorte sind repräsentativ für gute (Cuxhaven), ausgezeichnete (Büsum) und mittelgute (Emden) Windkonditionen aus nationaler Perspektive. Die Ergebnisse des Standortvergleichs befinden sich in Abbildung 6.5 und Tabelle 6.4.

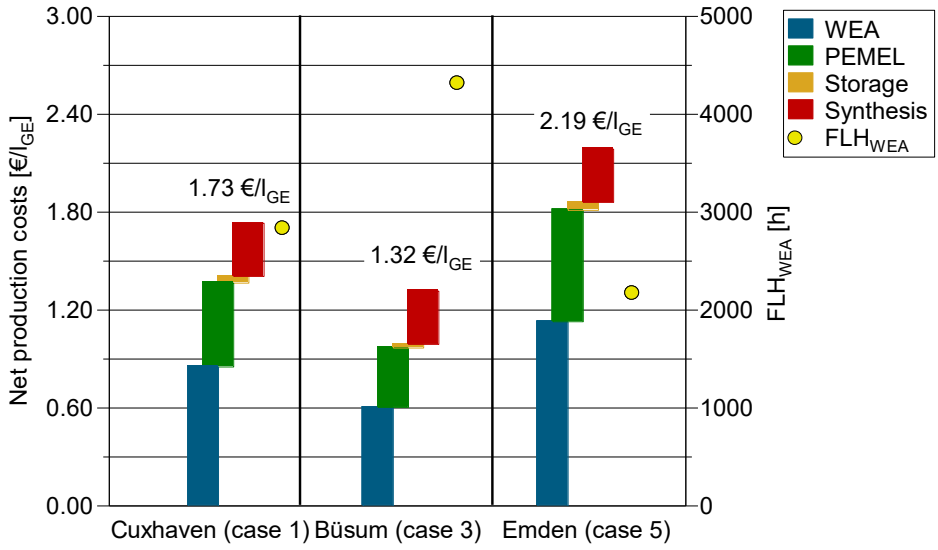


Abbildung 6.5: **Gegenüberstellung der Herstellungskosten für die Methanolsynthese an den Standorten Cuxhaven, Büsum und Emden**

Tabelle 6.4: **Strom-, Wasserstoff- und Kraftstoffgestehungskosten für die Methanolsynthese an den Standorten Cuxhaven, Büsum und Emden**

Gestehungskosten	Cuxhaven	Büsum	Emden
Strom [€ / MWh]	57	38	75
Wasserstoff [€ / kg]	4,80	3,27	6,24
Methanol [€ / l_{GE}]	**1,73**	**1,32**	**2,19**

Mit über 4.000 FLHs repräsentiert Büsum einen Standort mit ausgezeichneten Windkonditionen, wie sie in Deutschland nur sehr beschränkt verfügbar sind. Dadurch sind in dem betrachteten Windjahr Stromkosten von 38 €/MWh möglich, was eine Reduktion der Kosten um 34 % gegenüber dem Referenzfall in Cuxhaven darstellt. Bezüglich der Wasserstoffgestehungskosten liegt Cuxhaven mit 4,80 €/kg in der Mitte mit einem Abstand von rund 1,50 €/kg zu Büsum nach unten bzw. Emden nach oben. Studien wie H_2-Mobility [250] zeigen, dass, in einem nationalen auf erneuerbare Quellen umgestelltes Energiesystem, eine Wasserstoffproduktion für 4,6 €/kg in großen Mengen möglich ist [250] und liegen damit in der nähe des hier gewählten Referenzfalls. Diese Kosten beinhalten die erneuerbaren Energiequellen und Elektrolyseurkapazitäten, sowie die Infrastruktur zur deutschlandweiten Distribution des Wasserstoffs. Die Produktgestehungskosten von Methanol fallen dementsprechend auf 1,32 €/l_{GE}. Dem gegenüber steht der Standort Emden, an dem mit ca. 2100 FLHs ungefähr die halbe Betriebsauslastung erreicht wird. Dies wirkt sich in Stromkosten von 75 €/MWh und damit Produktgestehungskosten von 2,19 €/l_{GE} aus.

Durch die Festlegung der Systemgröße über die Ausgangsleistung der Syntheseanlage liegen die absoluten Kosten der Syntheseanlage bei allen Standorten konstant bei 0,327 €/l_{GE}. Der Anteil der Syntheseanlagenkosten variiert hingegen beträchtlich zwischen 14,9 % im Fall von Emden und 24,8 % im Fall von Büsum.

Volllaststunden Syntheseanlage

In weiteren Fallanalysen wurde der Einfluss von verschiedenen Betriebsauslastungen der Syntheseanlage untersucht. Die Ergebnisse der Fälle 7 und 8, dargestellt in Tabelle 6.5, zeigen, dass die reduzierten Volllaststunden zu kleineren Systemgrößen und damit verbunden geringeren Investitionskosten führen. Im Gegenzug wird dadurch eine geringere Menge an dem Zielprodukt Methanol produziert. Die berechneten Produktgestehungskosten zeigen, dass hohe Betriebsauslastungen sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Die Reduktion der Volllaststunden um 25 % aus Fall 8 führt zu einem Anstieg der Produktionskosten von ca. 3 % auf 1,77 €/l_{GE} für die Methanolproduktion am Standort Cuxhaven.

Tabelle 6.5: Einfluss der Volllaststundenvariation der Methanolsynthese am Standort Cuxhaven

Fall	1	7	8
FLH [h]	8.000	7.000	6.000
Produktionsmenge [t/a]	43.006	37.630	32.254
n_{WEA}	34	30	26
n_{PEMEL}	24	21	18
Speichergröße [GWh]	26,3	25,1	18,8
Produkt / Speichergröße [t / GWh]	1.635	1.499	1.716
NPC [€/l_{GE}]	1,73	1,76	1,77

Wirkungsgrad der Elektrolyseureinheiten

In Fall 9 wird die Auswirkung eines erhöhten minimalen Elektrolyseurwirkungsgrades untersucht. Die Motivation hinter dieser Parametervariation ist durch eine insgesamt effizientere Elektrolyse die Größe des Windparks zu reduzieren. Im Fall des Standorts Büsum reduziert sich die Anzahl der benötigten WEA um 1 bei einem minimalen Elektrolyseurwirkungsgrad von 66 %. Diese Variation verringert die maximale Elektrolyseurleistung von 4,96 MW auf 4,23 MW, wodurch sich die Anzahl der benötigten Elektrolyseurmodule von 17 auf 19 erhöht. Insgesamt erhöhen sich die Produktgestehungskosten in Fall 9 leicht auf 1,296 €/l_{GE} im Vergleich zu 1,285 €/l_{GE} in Fall 3. Im Fall der anderen Standorte fällt die Steigerung der Elektrolyseurmodule noch weiter ins Gewicht, wodurch der negative Einfluss auf die Produktgestehungskosten größer ausfällt.

Gegenüberstellung aller Fälle

In Tabelle 6.6 werden die in diesem Abschnitt beschriebenen Ergebnisse abschließend tabellarisch gegenübergestellt.

Tabelle 6.6: Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für alle betrachteten Fälle

Fall	Standort	Synthese	$P_{Synthese}$ [MW]	$\eta_{min,PEMEL}$ [%]	FLH Synthese [h]	n_{WEA}	n_{PEMEl}	Speicher-größe [GWh]	NPC [€/l_{GE}]
1	Cuxhaven	Methanol	30	65	8.000	34	24	26,3	1,73
2	Cuxhaven	Fischer-Tropsch	30	65	8.000	36	26	27,8	2,09
3	Büsum	Methanol	30	65	8.000	24	17	14,6	1,32
4	Büsum	Fischer-Tropsch	30	65	8.000	25	18	15,0	1,65
5	Emden	Methanol	30	65	8.000	45	32	32,1	2,19
6	Emden	Fischer-Tropsch	30	65	8.000	48	33	33,8	2,58
7	Cuxhaven	Methanol	30	65	7.000	30	21	25,1	1,76
8	Cuxhaven	Methanol	30	65	6.000	26	18	18,8	1,77
9	Büsum	Methanol	30	66	8.000	23	19	14,6	1,34

6.1.4 Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden wird eine Sensitivitätsanalyse der einflussreichsten Kostenannahmen vorgenommen, um ihren Einfluss auf die Gesamtkosten zu untersuchen. Tabelle 6.7 zeigt die Variationen, die auf Basis von Literaturdaten gewählt wurden, aufgeteilt in ein best- und ein worst case Szenario. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse werden in Form eines Tornadodiagramms in Abbildung 6.6 dargestellt.

Tabelle 6.7: Annahmen für Best- und Wort Case Szenarien für die Sensitivitätsanalyse

	Reference	Best Case	Worst Case	Literature
C_{WEA} [€/kW]	1.180	1.019	1.341	[237]
$OPEX_{WEA}$ [€/kW]	40	33	44	[237]
C_{PEMEL} [€/kW]	545	446	760	[18, 266, 267]
$OPEX_{indir,PEMEL}$	3% CAPEX	1,5% CAPEX	5% CAPEX	[243]
K_{CO_2} [€/t]	70	40	100	[92, 123, 241]

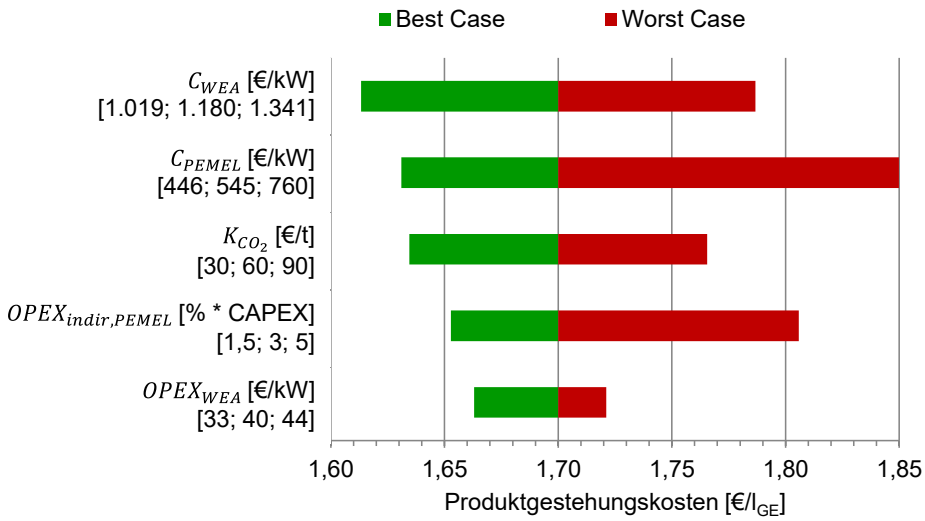


Abbildung 6.6: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse im Tornadodiagramm basierend auf den Referenzfall

Die Grundlage der Kostenvariation für die Investitionskosten der WEA bietet eine Studie von Wiser et al. [237], wobei der worst case aktuelle Kostenabschätzungen darstellt und der best case die gleiche prozentuelle Abweichung vom Referenzfall in die entgegengesetzte Richtung. Der Einfluss auf die Produktgestehungskosten beträgt ca. +/- 9 ct/l$_{GE}$.

Insbesondere die Kostenannahmen für die PEM-Elektrolyseureinheiten sind mit hohen Unsicherheiten verbunden, da sich der aktuelle Markt im Bereich weniger verkaufter Stückzahlen im Jahr bewegt. Die verwendeten Werte für die Sensitivitätsanalyse repräsentieren Variationen aus verschieden Studien zur Entwicklung der Elektrolyseurkosten unter der Annahme einer positiven Marktentwicklung [18, 266, 267]. Die Annahme wird im Bereich -18 % bis +39 % variiert und führt zu -7 ct bis +15 ct pro Liter Benzinäquivalent.

Ferner stellen die Kosten für die Bereitstellung von CO_2 eine große Unsicherheit dar. Für die CO_2 Abtrennung und Aufbereitung von Punktquellen liegen Literaturwerte beispielsweise in einem Bereich zwischen 10 und 150 €/t_{CO2} [123]. Für die CO_2-Abtrennung aus der Luft hingegen sind die Abweichungen mit Werten bis zu 1000 €/t_{CO2} noch stärker. Andererseits geben Fasihi et al. 50 €/t_{CO2} als Zielwert für die CO_2 Abtrennung aus der Luft durch die Nutzung von Niedertemperaturwärme an [121]. Die für die Sensitivitätsanalyse angewandte Abweichung von +/-30 €/t_{CO2} führt zu einer Veränderung der NPCs von +/-6,6 ct/l_{GE}.

Die Betriebskosten des Elektrolyseurs haben ebenfalls einen signifikanten Einfluss auf die NPCs. Basierend auf Literaturwerten von 1,5 % bzw. 5 % der CAPEX-Kosten verändern sich die Produktionskosten um -4,5 ct/l_{GE} bzw. +11 ct/l_{GE} gegenüber dem Wert von 3 % im Referenzfall. Der Einfluss der Betriebskosten für den Windpark fällt mit -3,5 ct/l_{GE} and +2 ct/l_{GE} geringer aus.

Kalkulatorischer Zinssatz

Da der Anteil der CAPEX an den Produktgestehungskosten im Referenzfall bei über 60 % liegt, soll der Einfluss des kalkulatorischen Zinssatzes, i, auf die Ergebnisse untersucht werden. Der kalkulatorische Zinssatz wird zur Berechnung der jährlichen Investitionskosten bzw. CAPEX verwendet und beschreibt die erwarteten Kapitaleinnahmen für eine Investition. Laut Fernandes [268] wird der verwendete kalkulatorische Zinssatz den Bedingungen am Kapitalmarkt angepasst und kann daher nicht durch Unternehmensentscheidungen oder technische Anpassungen beeinflusst werden.

Abbildung 6.7 zeigt die NPCs des Referenzfalls mit variiertem kalkulatorischem Zinssatz zwischen 8 % (Referenzfall) und 2 %. Im optimistischsten Fall fallen die Herstellungskosten von Methanol um 26 % bis auf 1,28 €/l_{GE}. Im Fall des Standorts Büsum fallen die Produktionskosten um 25 % auf 0,95 €/l_{GE}.

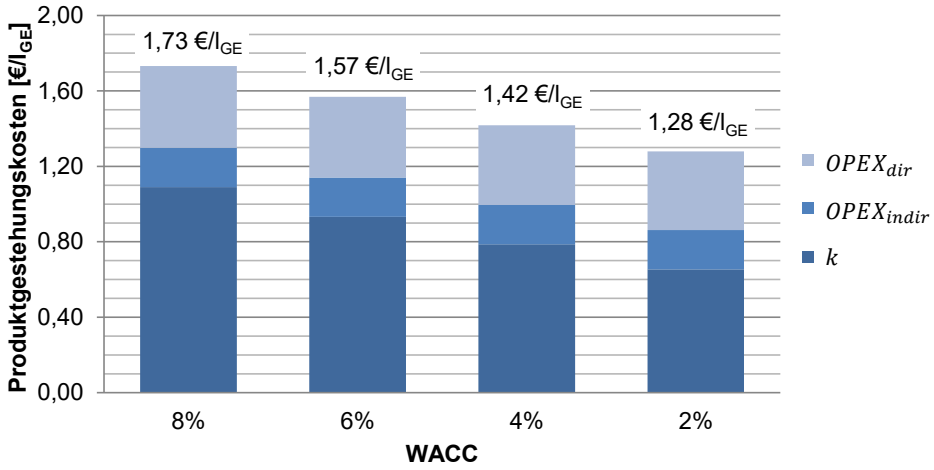


Abbildung 6.7: Kraftstoffgestehungskosten unter Variation des kalkulatorischen Zinssatzes (WACC) basierend auf den Referenzfall

6.1.5 Zwischenfazit

- Mit 70–80 % fallen die höchsten Kosten für die Produktion von Elektrokraftstoffen für die Produktion von Wasserstoff an. Die Wirtschaftlichkeit ist also in höchstem Maße von den

Produktionsbedingungen erneuerbaren Stroms abhängig. Hierzu gehört nicht nur der Preis des Stroms, sondern auch dessen Verfügbarkeit (Volllaststunden).

- Die off-grid-PtF-Systeme bieten für Standorte in Deutschland die Möglichkeit für eine Produktion von Elektrokraftstoffen, die knapp über dem aktuellen Kraftstoffpreis an Tankstellen (inklusive Steuern) liegen. Diese Art der Anlagenintegration wäre in Markteintrittsszenarien sinnvoll, bevor genügend Kapazitäten an erneuerbaren Energien aufgebaut sind, um die Wasserstoffproduktion aus Überschussstrom wirtschaftlich zu gestalten.
- Fischer-Tropsch Produkte weisen in den gegebenen Analysen noch deutlich höhere Kosten als Methanol auf. Dies ist zu einem großen Teil auf die Kosten für die CO_2-Bereitstellung zurückzuführen. Der für diese Berechnung herangezogene Prozess von Becker et al. weist einen ungewöhnlich hohen Bedarf an CO_2 auf, der in aktuelleren Prozessauslegungen um 47 % geringer ist [71].
- Die Herstellungskosten in Büsum von 1,32 €/l_{GE} fallen in einen Bereich, der auch als mittelfristige Zukunftsprognose für Elektrokraftstoffimport aus Vorzugsregionen von beispielsweise der Studie von Agora [13] genannt wird. Die Verfügbarkeit von Windstandorten solcher Qualität ist jedoch in Deutschland rar. Vergleichbar gute bis bessere Produktionsbedingungen treten beispielweise in Küstenregionen von Norwegen, Patagonien oder der MENA[6] Region auf.
- Auch die Wahl des kalkulatorischen Zinssatzes hat einen hohen Einfluss auf die Produktionskosten. Diese können zwar nicht von den investierenden Betrieben beeinflusst werden, jedoch können vorteilhafte politische Rahmenbedingungen für Investitionen geschaffen werden.

6.2 Veredelung von Syntheseprodukten zu Verkehrskraftstoffen

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse des modellierten Veredelungskonzeptes für FT-Produkte in normgerechte Kraftstoffe vorgestellt. Dabei wird zunächst das Veredelungsprodukt, aufgeteilt in die Produktströme Benzin, Kerosin und Diesel, analysiert und mit den Normvorgaben verglichen. Folgend wird der Veredelungsprozess untersucht und energetisch bewertet. Die Ergebnisse können in höherem Detaillierungsgrad in der Masterarbeit von Dieckmann [251] nachvollzogen werden.

6.2.1 Modellierungsergebnisse und Diskussion

Das ausgearbeitete Veredelungskonzept wurde bereits in Kapitel 3.5 beschrieben. In Tabelle 6.8 werden die Produktströme des Prozesses, aufgeteilt nach Kraftstoffart aufgeführt. Ausführliche Aufstellungen der Zusammensetzung aus den Einzelkomponenten von Benzin-, Kerosin-, und Diesel-Produktströmen befinden sich in Tabelle A. 7, Tabelle A. 8 und Tabelle A. 9 im Anhang. Es zeigt sich, dass mit 43,2 % der größte Massenstromanteil des Veredelungsproduktes in die Dieselfraktion geht. Benzin und Kerosin machen einen Massenanteil von jeweils 26,2 % und 30,6 % aus.

[6] MENA: Middle East and North Africa

Tabelle 6.8: Aufteilung der Produktströme des vorgestellten Veredelungsverfahrens nach Kraftstoffart

Kraftstoff	Teilstrom	Herkunft	Massenstrom in kg/h
Benzin	Reformat	Katalytische Reformierung	3.512
	Isomerat	Naphtha Hydroisomerisation	2.322
	Sauerstoff-verbindungen	Fischer-Tropsch-Synthese	588
	Isopentan	Fraktionierung	535
	Isooctan	Isobuten Alkylierung	433
	Isohexan	Kerosin Hydroisomerisation	182
	Isoheptan und Isooctan	Kerosin Hydroisomerisation	159
	Gesamt		**7.730**
Jet A-1	Kerosin	Kerosin Hydroisomerisation	7.801
	n-Butylbenzen	Aromatische Alkylierung	1.139
	Gesamt		**8.940**
Diesel	Diesel	Fraktionierung	12.685
	Gesamt		**12.685**
Produzierte Kraftstoffe			**29.355**

Benzin

Durch die sehr geringen Restmengen an C_4-Kohlenwasserstoffen im veredelten Benzin, steigt die Dichte auf 748,4 kg/m³ und liegt damit im vorgegebenen Bereich der Norm. Das obere Ende des Benzinschnitts liegt bei C_9 Molekülen, um den Massenanteil an Kerosin am Gesamtprodukt zu erhöhen. Weiterhin können die Hydroisomerisierungsprozesse, sowie die Alkylierung, zur Produktion von hochoktanigen Stoffen, die Anforderungen an RON und MON mit 101,4 bzw. 86,6 erreichen.

Der Dampfdruck nach Reid fällt auch nach der Veredelung zu niedrig aus. Durch eine Zumischung von leichteren Kohlenwasserstoffen aus der C_4-Fraktion könnte dem entgegengewirkt werden. Dies würde im Gegenzug das Kondensatvolumen bei 70 °C erhöhen. Die Erhöhung der Flüchtigkeit zur Steigerung des Dampfdruckes nach Reid und die Verringerung des E70-Kondensatvolumens sind demnach zwei Zielstellungen, die gleichzeitig nicht miteinander vereinbar sind. Somit muss zwischen den Maßnahmen zur Erfüllung beider Ansprüche ein Kompromiss gefunden werden. Dieser sollte aufgrund der größeren Bedeutung der Flüchtigkeit als Eigenschaft des Benzins zugunsten der Maßnahmen zur Anhebung des Dampfdruckes nach Reid ausfallen. Alle Eigenschaften des veredelten Benzins werden in Tabelle 6.9 aufgeführt, eine genaue Zusammensetzung des Produktstroms befindet sich im Anhang A.4.

Tabelle 6.9: Vergleich der Stoffeigenschaften der veredelten Benzinfraktion mit der geltenden Norm EN228

Eigenschaft	EN 228:2014 - 10		FT-Naphtha	Status
	min	max		
RON [1]	95	-	101,4	Ja
MON [1]	85	-	86,6	Ja
Dichte (15 °C) [kg/m³]	720	775	748,4	Ja
Alken-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	18	6,92	Ja
Aromaten-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	35	34,41	Ja
Benzen-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	1	0,33	Ja
O_2-Gehalt [$\%_{Masse}$]	-	2,7	2,78	Ja
Methanol-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	3	1,68	Ja
Ethanol-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	5	3,51	Ja
i-Propanol-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	10	0,76	Ja
i-Butanol-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	10	0,41	Ja
tert-Butanol-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	7	0	Ja
Ether-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	-	15	0	Ja
Sonstige O_2-Verbindungen [$\%_{Volumen}$]	-	10	0,62	Ja
Dampfdruck nach Reid [bar]	0,45	0,60	0,303	Nein
Siedekurve:				
E70 [$\%_{Volumen}$]	20	48	48,4	Nein
E100 [$\%_{Volumen}$]	46	71	65,0	Ja
E150 [$\%_{Volumen}$]	75	-	100,0	Ja
Siedeende [°C]	-	210	145,7	Ja

Kerosin

Das veredelte Jet A-1 besteht im Kern aus den verarbeiteten C_{10}- bis C_{15}-Verbindungen, Komponenten der C_{16}- und C_{17}-Fraktionen bilden das Ende und ein geringer Teil der C_9-Fraktion den Anfang der Siedekurve. Durch die schwereren Komponenten steigt die Dichte des Kerosinproduktes auf 775,8 kg/m³ auf einen zulässigen Wert. Mit einem Gefrierpunkt von -40,46 °C wird der in den USA geltende Normwert (ASTM D7566) erreicht. Der im europäischen Luftverkehr geltende Wert von -47 °C (DEF STAN 91-091) wird jedoch verpasst. Die Erreichung dieses Zielwertes kann durch die Zugabe geeigneter Additive erreicht werden. Außerdem muss angemerkt werden, dass die theoretische Vorhersage des Gefrierpunktes eines Kohlenwasserstoffgemisches auch bei genau bekannter Zusammensetzung äußerst schwierig ist. Eine genauere Bestimmung erfordert eine Berechnung des genauen thermodynamischen Fest-Flüssig-Phasengleichgewichts [269, S. 136].

Tabelle 6.10: Vergleich der Stoffeigenschaften der veredelten Kerosinfraktion mit der geltenden Norm ASTM D7566

Eigenschaft	ASTM D7566		FT-Kerosin	Status
	min	max		
Dichte (15 °C) [kg/m³]	755	800	775,8	Ja
Aromaten-Gehalt [$\%_{Volumen}$]	8	20	10,64	Ja
Cycloalkan-Gehalt [$\%_{Masse}$]	-	15	0	Ja
C- und H-Gehalt [$\%_{Masse}$]	99,5	-	100	Ja
Rauchpunkt [mm]	25	-	28,0	Ja
Flammpunkt [°C]	38	-	64,9	Ja
Gefrierpunkt [°C]	-	-40	-40,5	Nein
Heizwert [MJ/kg]	42,8	-	43,9	Ja
Siedekurve:				
T_{10} [°C]	-	205	187	Ja
E_{50} [°C]	-	Report	209	Ja
E_{90} [°C]	-	Report	256	Ja
Siedeende [°C]	-	300	306	Nein
T_{90}-T_{10} [K]	22	-	119	Ja

Diesel

Das veredelte Diesel setzt sich aus Komponenten der C_{13}- bis C_{22}-Fraktion zusammen, wobei der Hauptbestandteil von Verbindungen mit 17 Kohlenstoffatomen oder mehr ausgemacht wird. Die C_{13}- bis C_{17}-Kohlenwasserstoffe teilen sich auf die Produktströme des Jet A-1 und des Diesels auf. Mit steigender Kettenlänge steigt auch dessen Massenanteil in der Dieselfraktion.

Der Dieselkraftstoff besteht zu 35 $\%_{Masse}$ aus n-Alkanen, die direkt aus der Co-LTFT-Synthese stammen und am Hydrocracker vorbeigeführt werden. Diese n-Alkane besitzen alle Cetanzahlen von über 87, wobei der Referenzwert von n-Dodecan bei 87 liegt [62, S. 288]. Weitere ca. 63 $\%_{Masse}$ des Dieselproduktes stammen aus dem Hydrocracker und sind vorrangig Dimethyl-Alkane. Die Cetanzahlen dieser Alkane nehmen zwar mit zunehmender Kettenlänge zu, bleiben jedoch unter den Cetanzahlen der unverzweigten Alkane. Das noch nicht zum Kern des produzierten Diesels gehörende C_{16}-Dimethylalkan 7,8-Dimethyltetradecan besitzt beispielsweise eine Cetanzahl von 40 [62, S. 288]. Die Dimethyl-Alkane bis zu dieser Kettenlänge bilden ca. 15 $\%_{Masse}$ aller verzweigten Alkane, womit 85 $\%_{Masse}$ der im Diesel vorkommenden i-Alkane eine höhere Cetanzahl als 40 besitzen. Die restlichen 2 $\%_{Masse}$ des Dieselkraftstoffes bestehen aus Alkenen, deren Cetanzahlen bereits ab der C_{10}-Fraktion die geforderte Mindestcetanzahl von 51 übertreffen [62, S. 288]. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die Cetanzahl beim produzierten Diesel den in der Norm DIN EN 590:2014-04 vorgeschriebenen minimalen Wert einhält.

Die ermittelte Dichte des im Modell produzierten Gemisches erfüllt die Normvorgaben nicht. Sie liegt mit 880,30 kg/m³ über dem zulässigen Maximalwert von 845 kg/m³. Während viele der normativen Vorgaben für den produzierten Diesel bei Bedarf auch nachträglich noch durch die Zugabe von

Additiven verbessert werden können (z. B. Viskosität, Gefrierpunkt, Fließverhalten bei Kälte, Schmierfähigkeit), ist dies für die Dichte nur bedingt der Fall. Durch ein verändertes Trennverhalten lässt sich die Fraktionierung noch zugunsten einer Dichteabnahme beeinflussen. Dazu müsste der Schnitt zwischen der Kerosin- und der Dieselfraktion in Richtung kleinerer Kettenlängen verschoben werden. Hierdurch würde sich der Anteil an leichten Kohlenwasserstoffen im Diesel auf Kosten der Abnahme schwerer Verbindungen im Jet A-1 erhöhen. Andererseits würde auch die Abnahme von verzweigten Crackingprodukten beim Hydrocracking der Wachse zu einer Verringerung der Dichte des Diesels führen. Dies liegt darin begründet, dass unverzweigte Kohlenwasserstoffe eine geringere Dichte als ihre verzweigten Isomere aufweisen. Erreicht werden könnte dies durch eine optimierte Katalysatorauswahl. Der ebenfalls von dem Grad der Verzweigung abhängige Gefrierpunkt des Jet A-1 bleibt davon weitestgehend unbeeinträchtigt. Ein erhöhter Massenanteil an n-Alkanen im Hydrocracking könnte durch eine verstärkte Isomerisierung in der nachgeschalteten Kerosin-Hydroisomerisation wieder ausgeglichen werden. Außerdem besteht die Möglichkeit durch die Beimischung des hergestellten Dieselkraftstoffs zu anderen Dieselkraftstoffen fossilen oder synthetischen Ursprungs die Einhaltung der Normen zu gewährleisten, da deren Dichte im unteren Bereich der normativen Vorgaben liegt oder diese sogar unterschreitet. Ein solches Vorgehen wird oft in der Praxis angewendet.

6.2.2 Energetische Auswertung

An dieser Stelle soll eine energetische Bewertung des Veredelungsprozesses stattfinden, um die Wirkungsgradverluste auf den gesamten PtF-Pfad genauer abschätzen zu können. Teil des vorgestellten Prozesskonzeptes ist eine Integration von Wärme zur Maximierung des Wirkungsgrades. In der Tabelle 6.11 werden die verschiedenen Teilprozesse (vgl. Abbildung 3.11) mit ihren korrespondierenden Werten von Massendurchfluss und Energieverbrauch aufgeführt.

Tabelle 6.11: Massenströme und Energieverbräuche der Einzelprozesse im simulierten Veredelungsverfahren

Teilprozess	Massenstrom des Teilproduktes in kg/h	Spezifische Leistung in kW/($kg_{Teilprodukt}$/h)	Leistung in kW
C_4-Fraktionierung	1.025	10,19	10.444,75
Naphtha Hydroisomerisierung	2.324	4,65	10.806,60
Butan Hydroisomerisierung	397	1,83	726,51
Kerosin Hydroisomerisierung	8.514	1,16	9.876,24
Katalytische Reformierung	4.181	1,08	4.515,48
Aromatische Reformierung	1.139	0,96	1.093,44
Isobuten Alkylierung	433	0,87	376,71
Fraktionierung	28.954	0,64	18.530,56
Hydrotreating	7.300	0,60	4.380,00
Hydrocracking	29.021	0,59	17.122,39

Es wird insgesamt 8335 kW_{th} Prozessdampf durch die Abwärme exothermer Prozesse erzeugt. Der Hochdruckdampf wird mit seiner enthaltenen Leistung von 333 kW_{th} komplett in einer Dampfturbine verstromt. Bei einem angenommenen isentropen Wirkungsgrad der Dampfturbine von 80 % [270] werden dadurch 266 kW_{el} produziert, die zur Strombereitstellung des Prozesses genutzt werden können. Die größten Energieverbraucher sind trotz geringerer spezifischer Leistung die Teilprozesse mit dem höchsten Massendurchfluss. Dies sind im vorliegenden Verfahren das Hydrocracking und die anschließende Fraktionierung mit jeweils um die 18 MW. Darauf folgen die C_4-Fraktionierung die Hydroisomerisierung für die Naphtha- und Kerosin-Fraktion mit jeweils um die 10 MW.

Um die Analyse des Prozesses in höherem Detailgrad zu veranschaulichen, wird der Naphtha-Hydroisomerisierungsprozess als Beispiel herangezogen und tiefgehender betrachtet. Dieser Prozess stellt mit 14 % des Energieverbrauchs einen wesentlichen Teil des Energieverbrauchs dar. In Abbildung 6.8 werden die ein- und ausgehenden Energie- und Massenströme des Teilprozesse abgebildet. Die korrespondierenden Schaubilder zur Veranschaulichung der Energie- und Massenströme der übrigen Teilprozesse befinden sich in Abbildung A. 40 bis Abbildung A. 48 im Anhang.

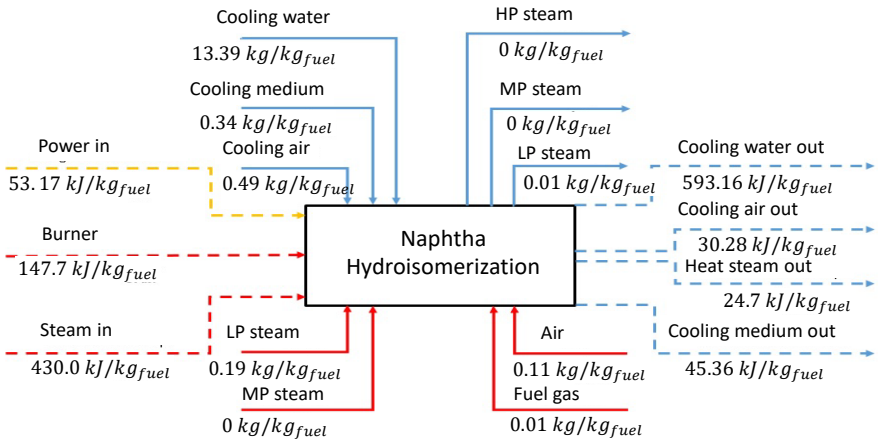


Abbildung 6.8: Übersicht der Energie- (gestrichelt) und Massenströme (durchgezogen) des Teilprozesses Naphtha-Hydroisomerisierung

Die Wärmezufuhr von 430 kJ/kg (Strom „Steam in“) wird über die Dampfzufuhr aus anderen Teilprozessen gedeckt. Der restliche Teil der Wärmezufuhr muss über einen Brenner bereitgestellt werden. Mit der überschüssigen Wärme kann wiederum 0,01 kg/kg_{fuel} an Niederdruckdampf produziert werden, der in anderen Teilprozessen bei der Erwärmung zur Verfügung steht.

Anhand der Energiebilanzen sollen nun der Anlagen- und der PtF-Wirkungsgrad nach Gleichung 2.11 bzw. Gleichung 2.12 bestimmt werden. Für den Anlagenwirkungsgrad des reinen Veredelungsprozesses ergibt sich ein Wert von η_{Anlage} = 84,17 %. Als nächstes soll der PtF-Wirkungsgrad bestimmt werden, der zusätzlich zu den Anlagenverlusten noch die Energieverluste der Elektrolyse und der CO_2-Bereitstellung basierend auf erneuerbarem Strom bilanziert. Da die FT-Synthese nicht Teil des modellierten Prozesses ist, wird die Energiebilanz eines FT-Syntheseprozesses aus der Literatur

herangezogen. Hierfür wird der Prozess von Verdegaal et al. [63] herangezogen, der als reiner Syntheseprozess ohne weitere Veredelungsschritte einen Wirkungsgrad von $\eta_{PtF_{FTS}}$ = 57,8 % besitzt. Verbunden mit dem hier vorgestellten Veredelungskonzept kann erneuerbarer Strom mit einem Wirkungsgrad von η_{PtF} = 47,1 % in synthetische Kraftstoffe umgesetzt werden.

Vergleichbare Konzepte für die Aufbereitung von FT-Produkten kommen zu Ergebnissen in einer ähnlichen Größenordnung. Hierzu gehören die in 2.2.1 vorgestellten Prozesse, die ihren Fokus jeweils auf verschiedene Zielprodukte legen. Somit erreicht beispielsweise der Prozess von König einen Wirkungsgrad von η_{PtF} = 48,9 % mit einem Output von ca. 70 % Kerosin und 30 % Naphtha [70] und der Prozess von Schemme einen Wirkungsgrad von η_{PtF} = 50,6 % mit einem Output von ca. 60 % Diesel und 40 % Kerosin [71]. Dieser Vergleich zeigt ebenfalls, dass die in diesem Fall durchgeführte Veredelung zu normgerechtem Benzin gegenüber den Vergleichsverfahren, effizienztechnisch unterlegen ist.

Mit den Ergebnissen dieses Kapitels kann der FT-Prozess nun in der vollständigen Kette inklusive der Veredelung zu Verkehrskraftstoffen in die folgenden Systemanalysen eingebracht werden.

6.2.3 Zwischenfazit

- In dem vorliegenden Prozess werden alle Stoffe zur Erreichung der chemischen Eigenschaften allein auf Basis der Produkte der FT-Synthese hergestellt. Dabei werden noch nicht alle Spezifikationen der Normenanforderungen an das synthetische Benzin und Kerosin erfüllt. Die Beimischung von additiven oder von Stoffströmen aus anderen Synthesepfaden erlaubt es die Normspezifikationen dennoch zu erreichen.
- Eine vergleichbare FT-Prozessauslegung von Schemme [71], in der nur Kerosin und Diesel als Produkte gewonnen und leichtere Kohlenwasserstoffe rückgeführt werden, erreicht einen PtF-Wirkungsgrad von 50,6 %. Die hohen Normanforderungen an die Benzinfraktion führen zu einem sehr energieintensiven Veredelungsprozess. Hierdurch sinkt der Wirkungsgrad des ausgelegten Gesamtprozesses gegenüber der Verfahrensauslegung nach Schemme um 3,5 %-Punkte auf 47,1 %. Für die Herstellung von ausschließlich normgerechten Benzin kann dagegen mit dem MtG-Prozess nach Schemme ein höherer PtF-Wirkungsgrad von 58,9 % erreicht werden [71]. Im Produktspektrum des MtG-Prozesses befinden sich bereits Aromaten, sodass die Veredelung zu normgerechtem Benzin deutlich einfacher wird.
- Wird die Veredlung auf den Kerosinschnitt fokussiert, ergibt sich eine deutlich vereinfachte Prozesskette mit höherem Wirkungsgrad. Weitere Optimierungsmöglichkeiten ergeben sich zum einen aus der Optimierung der Parameter der Veredelungsprozesse und zum anderen mit der energetischen Integration des Veredlungsprozesses mit dem FT-Syntheseprozess. Dies setzt jedoch voraus, dass sich die FT-Synthese und die Veredelung am gleichen Standort befinden. Das Konzept von Ineratec setzt beispielsweise auf eine dezentrale Syntheseanlagen im kleinen Maßstab und einer großtechnischen Umsetzung des Veredlungsprozesses [64].

7 Techno-ökonomische Analyse einer Produktionsinfrastruktur für Elektrokraftstoffe

In diesem Kapitel soll das in 3.4.3 vorgestellte Modell 3 angewandt werden, um mögliche zukünftige Produktionsinfrastrukturen zur Deckung des Bedarfs an Elektrokraftstoffen auszulegen und techno-ökonomisch zu analysieren.

Die Grundannahme der Berechnungen in diesem Kapitel ist, dass die Produktion der nötigen Elektrokraftstoffe für den Verkehrssektor in industriellen PtF-Anlagen durchgeführt wird. Die herangezogene Rahmenentwicklung des Verkehrssektors anhand des PROG-FC Szenarios beruht zu einem großen Teil auf die Elektrifizierung durch Brennstoffzellenfahrzeuge, wodurch eine nationale Verteilungsinfrastruktur von erneuerbarem Wasserstoff benötigt wird. Damit nicht zusätzlich eine Verteilungsinfrastruktur für CO_2 aufgebaut werden muss, wird angenommen, dass die PtF-Produktionsanlagen an den Standorten der CO_2-Quellen aufgebaut und an dessen Größe angepasst werden.

Als Datengrundlage für die Systemmodellierung in 7.2 wird zunächst in 7.1 eine Potenzialanalyse der nutzbaren CO_2-Quellen und deren Verfügbarkeit in 2050 durchgeführt.

7.1 Potenzialanalyse von nutzbaren CO_2-Quellen

Wie oben beschrieben wird angenommen, dass die CO_2-Quellen maßgebend für den Standort und die Größe der PtF-Produktionsanlagen sind. Als Datengrundlage für die Systemmodellierung soll eine Auflistung der nutzbaren CO_2-Quellen mit zugehörigem Mengenpotenzial, Abscheidungskosten und geographischem Standort erstellt werden.

Die Potenzialanalyse der CO_2-Punktquellen basiert auf der Zusammenstellung der europäischen CO_2 Emittenten (E-PRTR) der European Environmental Agency (EEA) [97] und den technischen Aspekten aus der durchgeführten Literaturrecherche (beides beschrieben in 2.2.2). In Tabelle 7.1 werden die CO_2-Gesamtemissionen von 2015, sowie die Anzahl der Quellen und die sich daraus ergebenden durchschnittlichen Emissionen pro Quelle, nach Industriebranche aufgeteilt, aufgetragen. Zusätzlich werden die korrespondierenden Abtrennungskosten und – Quoten angegeben, die sich mit langfristig einsetzbarer Abscheidungstechnik erreichen lassen. Die in Rot dargestellten Quellen sind nicht für die CO_2-Abtrennung und Nutzung geeignet. Alle mit * markierten Kosten sind eigene Schätzungen, da keine konkreten Werte aus Literaturquellen zur Verfügung stehen.

Durch die gut in den Zementherstellungsprozess integrierbare Calcium-Looping-Abtrennung können hier die geringsten CO_2-Bereitstellungskosten von 40 €/t mit hohen Abscheidungsquoten von 80 % erreicht werden. Auch in der Stahlherstellung sind vergleichsweise geringe Kosten von 60 €/t möglich, jedoch können mit dem von Santos et al. [108] vorgestellten Prozess nur ca. 40 % der Emissionen abgetrennt werden. In der chemischen Industrie und in Raffinerien treten CO_2-Abgasströme an unterschiedlichen Punkten im Verfahren auf, wodurch eine Abschätzung der Abtrennungsquoten und -Kosten schwieriger wird. Literaturanalysen weisen auf Abtrennungsquoten von 40–50 % und Kosten von 65–70 €/t hin. Da für die übrigen Verfahren keine konkreten Werte aus der Literatur verfügbar sind, wurden die Kosten auf der Grundlage von Post-combustion Verfahren abgeschätzt.

Als Eingangsdatenset für die Systemmodellierung dient eine Tabelle mit 195 aufgeführten CO_2-Quellen als mögliche Standorte für PtF-Anlagen. Die Datentabelle wird im Anhang (Tabelle A. 10) aufgeführt.

Tabelle 7.1: Verfügbare CO_2-Quellen [97] und verwendete Annahmen als Eingangsdaten für die Modellierung

Industriezweig	2015			2050		
	CO_2 gesamt	Anzahl Quellen	CO_2 pro Quelle	Bereit-stellungs-kosten	Max. Abtrennungs-rate	Literatur
	[Mt_{CO2}/a]	[-]	[Mt_{CO2}/a]	[€/t]		
Zucker	1,00	7	0,14	-	-	-
Papier	7,98	25	0,32	*70	90 %	-
Abfall-wirtschaft	19,06	67	0,28	*70	80 %	-
Chemisch	29,41	39	0,75	65	40 %	[116, 122]
Bergbau	1,00	5	0,20	-	-	-
Zement	25,80	50	0,52	40	80 %	[123-125]
Glas	1,05	7	0,15	*70	60 %	-
Stahl	32,19	19	1,69	60	40 %	[108, 123]
Aluminium	1,65	8	0,21	*70	60 %	-
Raffinerie	23,51	17	1,38	70	50 %	[117, 123]
Kokerei	6,34	6	1,06	-	-	-
Andere	0,46	2	0,23	-	-	-

* Kosten nach eigener Schätzung, da keine konkrete Literaturquelle verfügbar

7.2 Ergebnisauswertung der Modellierung

Im Folgenden wird das Optimierungsmodell mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen ausgeführt und dessen Ergebnisse ausgewertet.

Das PROG-FC Szenario wird zur Beschreibung der Rahmenentwicklung des Verkehrssektors herangezogen. Dieses Szenario fordert laut den Bedarfsanalysen aus 5 eine moderate Menge an Elektrokraftstoffen, da ein Großteil der CO_2-Reduktion durch die Elektrifizierung der Verkehrsträger erreicht wird. Ferner werden alle Fallanalysen für das Referenzjahr 2050 unter der Annahme einer CO_2-Reduktion von 80 % durchgeführt.

Das Modell berücksichtigt weiterhin das gesamte Spektrum an Energiequellen (fossil, biogen und Wasserstoff) und Transformationsprozessen, wie es auch im Modell 1 – angewandt in Kapitel 5 – der Fall ist. Zusätzlich wird laut Gleichung 3.15 bis Gleichung 3.20 aus 3.4.3 eine detaillierte wirtschaftliche Bewertung anhand der Standardmethode von Peters et al. [232], die auch in 6.1 angewandt wurde, für die PtF-Prozesse formuliert. Die Kosten der Kraftstoffe aus fossilen Energieträgern und Biomasse werden hingegen über die Beschaffungskosten der Rohstoffe berechnet. Als Ergebnis des Modells soll zusätzlich zum Energieeinsatz eine detaillierte Aufstellung der benötigten PtF-Syntheseanlagen zur Produktion der Elektrokraftstoffe in Deutschland erstellt werden. Jeder Anlage werden dabei ein Syntheseprozess, sowie eine industrielle Punktquelle zum Bezug von CO_2 zugeordnet, durch die ferner der Standort und die Kapazität der Anlage bestimmt werden.

Die Mindestkapazität einer Anlage wird gemäß den Ausführungen in Kapitel 6.1 auf 30 MW, entsprechend einer kleinen kommerziellen Anlage, festgelegt. Die maximale Anlagenkapazität wird auf 400 MW H_2-Inputleistung gesetzt, was bei einem Wirkungsgrad von 74,9 % für den FT-Prozess einer Outputleistung von 300 MW entspricht. Diese Größe korrespondiert mit der Nutzung des verfügbaren CO_2 eines durchschnittlichen Zementwerks in Deutschland. Gleichzeitig ist dies laut Schemme [71] der Grenzwert, an dem die spezifischen Kosten für größere Anlagen nicht mehr weiter sinken.

In 7.2.1 werden zunächst unterschiedliche Wasserstoffbezugskosten formuliert und dessen Auswirkung auf die Modellergebnisse untersucht. In 7.2.2 wird die PtF-Produktionsinfrastruktur für verschiedene alternative Kraftstoffe und Kraftstoffkombinationen berechnet und gegenübergestellt.

7.2.1 Variation der Wasserstoffkosten

An dieser Stelle soll die Sensitivität des Modells auf unterschiedliche Formulierungen der Wasserstoffbezugskosten untersucht werden. Dafür werden drei Fälle definiert: In Fall 1 wird ein konstanter Wasserstoffpreis von 4,6 €/kg, gemäß der H_2-Mobility Studie [250] angenommen. In den Fällen 2 und 3 werden Wasserstoffbezugskosten als Funktion der Entfernung vom Produktionsstandort zur nächsten Wasserstoffquelle definiert. Die Definition dieser Wasserstoffquellen erfolgt gemäß des Energiekonzepts 2.0 [243]. Bei einer angenommenen aufgebauten nationalen Infrastruktur zur Verteilung des Wasserstoffs in einem Pipelinesystem entspricht die Annahme unterschiedlicher Wasserstoffbezugspreise nicht den gegebenen Marktmechanismen. In diesem Vergleich soll diese Annahme jedoch als Maß für die Modellsensitivität gegenüber einer Wasserstoffkostenvariation auf die Modellergebnisse dienen. Im praktischen Sinne könnte diese Annahme eine Wasserstoffverteilung durch Lkws widerspiegeln.

Gleichung 7.1 (Fall 2) und Gleichung 7.2 (Fall 3) zeigen die angenommenen Funktionen zur Beschreibung der Wasserstoffkosten nach Entfernung zur Wasserstoffquelle d. Der Verlauf der Kurven wird in Abbildung 7.1 veranschaulicht. Durch die Kurven wird jeweils eine leichte (Fall 2) und eine starke (Fall 3) Variation um den Wert 4,6 €/kg angenommen. Dieser tritt in beiden Kurven bei einer Entfernung d zwischen 200 und 250 km auf. Fall 2 beschreibt eine leichte Variation der Wasserstoffbezugskosten zwischen 4,4 €/kg und 4,75 €/kg, Fall 3 eine stärkere Variation zwischen 4 €/kg und 4,96 €/kg.

$$K_{H_2} = -7 \cdot 10^{-07} \cdot d^2 + 0{,}001 \cdot d + 4{,}4 \qquad \text{Gleichung 7.1}$$

$$K_{H_2} = -3 \cdot 10^{-06} \cdot d^2 + 0{,}0034 \cdot d + 4 \qquad \text{Gleichung 7.2}$$

Des Weiteren werden als Rahmenbedingung für die Gegenüberstellung verschiedener Wasserstoffbezugskostenstrukturen nur die Syntheseprozesse zur Produktion von drop-in-Kraftstoffen zugelassen. Hierzu gehören der MtG-, FT- und der Methanisierungsprozess, wobei wie auch in den Systemmodellierungen in Kapitel 5 eine Obergrenze von 193 PJ für Erdgaskraftstoffen gesetzt wird [19].

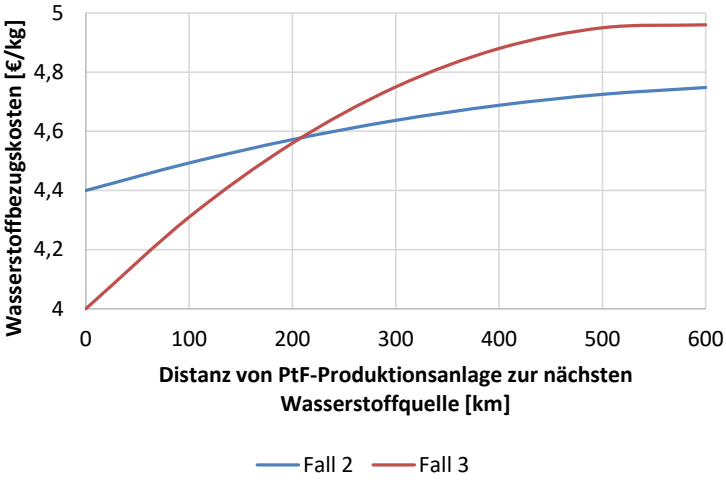


Abbildung 7.1: Annahmen für Variationen der Wasserstoffbezugskosten in Abhängigkeit der Produktionsstandortdistanz zur Wasserstoffquelle für Fälle 2 und 3

Abbildung 7.2 zeigt die Zusammensetzung der berechneten jährlichen Kosten für die Elektrokraftstoffproduktion für die drei Fälle konstante Wasserstoffkosten (Fall 1), sowie Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Anlagenstandort Distanz zur nächsten Wasserstoffquelle gemäß Gleichung 7.1 (Fall 2) und gemäß Gleichung 7.2 (Fall 3). Zusätzlich sind in Tabelle 7.2 einige wichtige Kennzahlen der Simulationsergebnisse zur Auswertung aufgeführt. Eine detaillierte tabellarische Aufführung des Simulationsoutputs befindet sich in Tabelle A. 11 im Anhang.

Trotz der unterschiedlichen Annahmen bezüglich der Wasserstoffbezugskosten und der sich daraus ergebenden Anlagenzusammensetzung liegen die jährlichen Gesamtkosten der drei berechneten Fälle in einer vergleichbaren Größenordnung zwischen 11,43 Mrd. € für Fall 3 und 11,55 Mrd. € für Fall 2. Dabei ist der Anteil der Kosten für Wasserstoff in jedem Fall über 85 %. Die Wasserstoffbezugskosten sind an den Wert aus dem Szenario zur Wasserstoffversorgung von 20 Mio. FCEVs der H_2-Mobility Studie angelehnt [250]. Die Berechnung des Wertes von 4,6 €/kg beinhaltet die Kosten für die erneuerbare Stromerzeugung, die Elektrolyse inklusive deren Anlagenperipherie, sowie ein Pipelinenetz zur Transmission des Wasserstoffs innerhalb Deutschlands. Diese Infrastrukturkosten werden demnach auch hier in den Wasserstoffkosten widergespiegelt. In Fall 3 werden die geringsten durchschnittlichen H_2-Kosten erreicht (vgl. Tabelle 7.2).

In den Ergebnissen aller Fälle wird die PtF-Kraftstoffproduktion ausschließlich über die Syntheseverfahren MtG sowie FT-3[7] durchgeführt (vgl. Tabelle A. 12), wobei der MtG-Prozess den überwiegenden Anteil der Kraftstoffherstellung ausmacht. In Fall 1 sind zwei der Syntheseanlagen FT-Anlagen, in den Fällen 2 und 3 ist es jeweils nur eine. Bei der Modellierung wird über den vollständigen Verkehrssektor optimiert, wodurch auch das Verhältnis von otto- zu dieselmotorischen Fahrzeugen variieren kann. In der Optimierung wird jeweils zwischen den Punkten Wasserstoffkosten, CO_2-Kosten, Investitionskosten, Produktionseffizienz und Nutzungseffizienz abgewogen, um eine Minimierung der Gesamtsystemkosten zu erreichen. Im vorliegenden Fall kann dies dazu führen, dass die Produktion von größeren Mengen MtG als Ottokraftstoff wirtschaftlicher ist, als die Produktion

[7] Fischer-Tropsch Syntheseprozess nach der Verfahrensauslegung von Schemme [71] (vgl. Tabelle 2.4)

und Nutzung von Dieselkraftstoff. Dies unterscheidet dieses Modell, welches nach den Sysemkosten optimiert, von dem effizienzbasierten Modell in Kapitel 5, welches einen höheren Anteil von Dieselkraftstoff aus PtF-Prozessen in der Lösungsmenge vertrat.

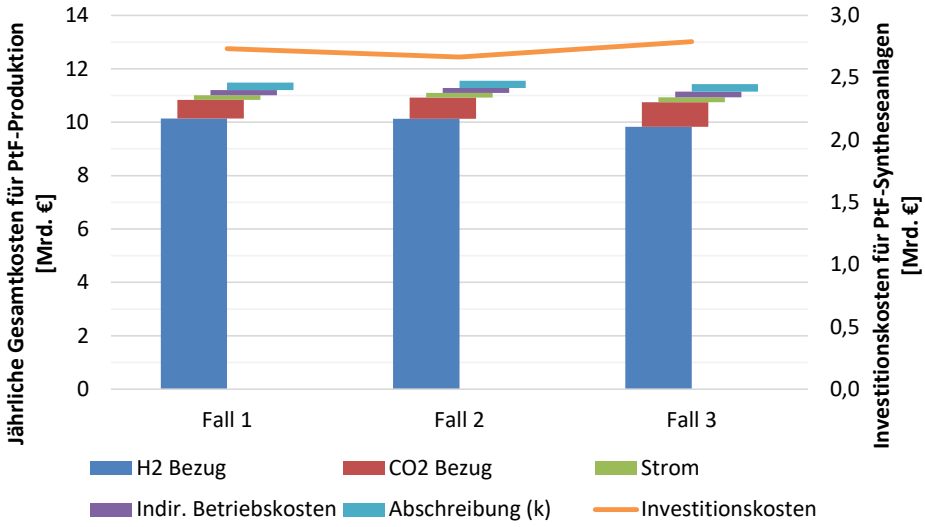


Abbildung 7.2: Gegenüberstellung jährlicher Gesamtkosten der PtF-Kraftstoffproduktion für unterschiedliche Wasserstoffbezugskostenstrukturen nach Fall 1 bis 3

Die durchschnittlichen Produktgestehungskosten liegen zwischen 1,534 €/l_{GE} (Fall 3) und 1,579 €/l_{GE} (Fall 1). Die CO_2 Kosten setzen sich aus den in Unterkapitel 7.1 vorgestellten Kosten für verschiedene Punktquellen zusammen und repräsentieren die Mehrkosten, die durch den Einbau und den Betrieb von CO_2-Abscheidungstechnik im jeweiligen Prozess entstehen. Der Bezug von CO_2 ist mit ca. 6 %, 7 % und 8 % jeweils in den Fällen 1, 2 und 3 der zweitwichtigste Kostenpunkt. In Bezug auf die durchschnittlichen CO_2 Kosten werden in Fall 1 und 2 geringere Werte von 40 bzw. 45,4 €/t erreicht. Fall 3 weist dadurch, dass höhere Schwankungen für Wasserstoffkosten auftreten können, eine höhere Tendenz zur Minimierung der Distanz zur Wasserstoffquelle d auf und hat somit 54,9 €/t die höchsten CO_2-Kosten. Die durchschnittliche Distanz der Produktionsanlagen zur Wasserstoffquelle d ist für Fall 3 mit 191,5 km am geringsten (vergleiche Tabelle 7.2).

Tabelle 7.2: Gegenüberstellung verschiedener Ergebniskennzahlen der drei berechneten Fälle

Fall	Anlagen	Durchschn. H_2 Kosten	Durchschn. Distanz d	Durchschn. CO_2 Kosten	Durchschn. Anlagen-kapazität	Durchschn. NPC	Kraftstoff-produktion gesamt	Jährliche Gesamt-kosten
	[-]	[€/kg]	[km]	[€/t]	[MW]	[€/l_{GE}]	[PJ]	[Mrd. €]
1	39	4,60	377	40,0	211,1	1,579	237,1	11,48
2	35	4,59	256	45,4	235,3	1,552	237,2	11,55
3	43	4,42	152	54,9	191,5	1,534	237,2	11,43

Die indirekten Betriebskosten der PtF-Anlagen entsprechen den Personalkosten nach Gleichung 3.11 und weiteren Kostenpunkten, wie Steuern, wartungs- und administrativen Kosten (vollständig

dargestellt in Tabelle 3.4). Diese Kosten machen zusammen mit den Stromkosten für den Anlagenbetrieb (Pumpen, Verdichter, usw.) den kleinsten Anteil der Gesamtkosten aus.

Der Faktor k beschreibt die Annuität aus den Investitionskosten für den Bau der PtF-Anlage (vgl. Abbildung 7.2). Dieser Wert berücksichtigt bereits den kalkulatorischen Zinssatz von 8 % und die angenommene Anlagenlebenszeit von 20 Jahren. Der Anteil für die Investitionskosten macht in allen Fällen einen Anteil von ca. 2,4 % der Gesamtkosten aus. Die kumulierten Investitionskosten für alle PtF-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von jeweils ca, 8,23 GW betragen entsprechend 2,73 Mrd. €, 2,67 Mrd. € und 2,79 Mrd. € für die Fälle 1, 2 und 3. Die Werte korrespondieren zu den jeweiligen durchschnittlichen Anlagenkapazitäten. Im Vergleich betragen die Gesamtinvestitionskosten der H2-Mobility Studie ca. 10 Mrd. € für Elektrolyseure, 14 Mrd. € für H_2-Speicherung und -Distribution und 16 Mrd. € für ein Wasserstofftankstellennetz [250, S. 52].

In Abbildung 7.3 werden die einzelnen Kraftstoffherstellungskosten für alle Produktionsanlagen aus Fall 1 dargestellt. Die Produktgestehungskosten bewegen sich zwischen 1,54 €/l_{GE} und 1,61 €/l_{GE} bei den MtG-Anlagen bzw. 1,92 €/l_{GE} und 1,96 €/l_{GE} bei den FT-Anlagen. Nur die letzten beiden Anlagen (Anlage 38 und 39) in Abbildung 7.3 sind FT-Anlagen, welche zugleich die Anlagen mit den geringsten Kapazitäten sind. Der komplette Bedarf an CO_2 wird aus den Abgasen der Zementwerke gedeckt, aus denen CO_2 zu 40 €/t und damit am günstigsten bezogen wird.

Im nächsten Abschnitt (7.2.2) soll der Einfluss durch die Nutzung weiterer alternativer Kraftstoffe auf die Systemzusammensetzung und –Kosten untersucht werden. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden die folgenden Analysen mit der Annahme konstanter Wasserstoffbezugskosten von 4,6 €/kg, gemäß Fall 1, durchgeführt.

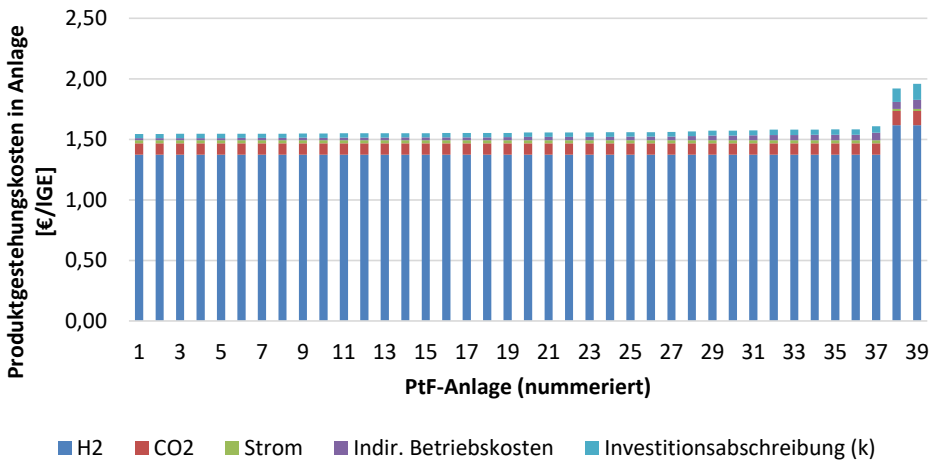


Abbildung 7.3: Produktgestehungskosten aller PtF-Anlagen mit konstantem Wasserstoffpreis (Fall 1)

7.2.2 Alternative Kraftstoffe

In diesem Unterkapitel sollen 5 Fälle berechnet werden, anhand dessen der Einfluss von unterschiedlichen alternativen Kraftstoffen auf die Gesamtkosten und die Produktionsanlagenstruktur von PtF-Kraftstoffen untersucht werden kann. Alternative Kraftstoffe zeichnen sich dadurch aus, dass ihre chemischen Eigenschaften sich von denen der konventionellen Kraftstoffe unterscheiden, sodass

ihre Nutzung nur durch die Anpassung der Infrastruktur und/oder Fahrzeugtechnik möglich ist. Chemische Eigenschaften, Herstellungsprozesse und Anwendungsaspekte der hier betrachtete alternativen Kraftstoffe wurden bereits im Literaturkapitel zusammengefasst (vgl 2.2).

Wie auch in 7.2.1, wird für die hier durchgeführten Fallanalysen das PROG-FC Szenario als Rahmenentwicklung für den Verkehrssektor bis 2050 herangezogen. Die fünf betrachteten Fälle werden in Tabelle 7.3 mit ihren spezifischen Rahmenbedingungen aufgeführt.

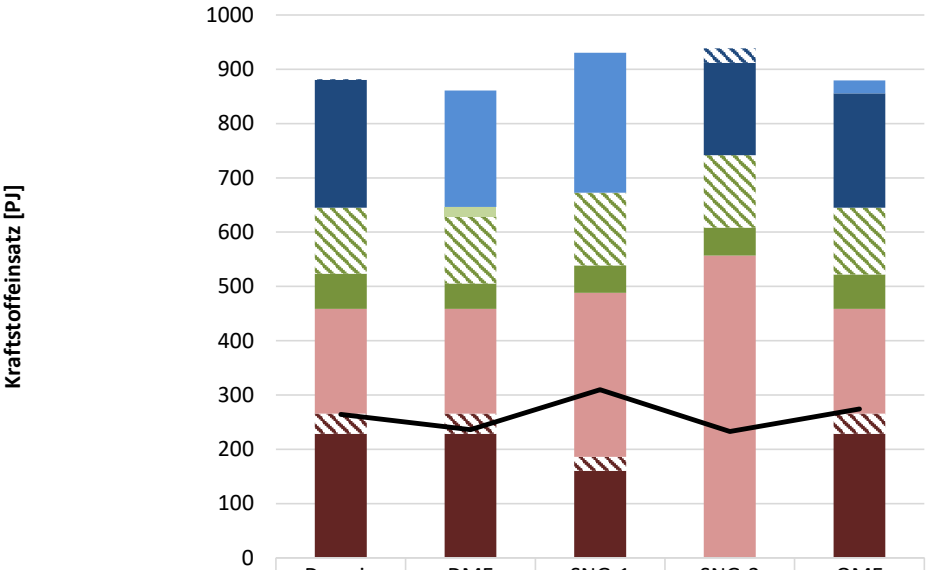
Tabelle 7.3: Übersicht und Rahmenbedingungen der fünf betrachteten alternative-Kraftstoff-Fälle

Fall	Drop-in Kraftstoffe[8]	Methan	Alternativer Kraftstoff	
	Nutzung	Beschränkung	Art	Beschränkung
Drop-in	Alle	<193 PJ	-	-
DME	Alle	<193 PJ	DME	-
SNG-1	-	-	Methan	-
SNG-2	Alle	-	Methan	-
OME	Alle	<193 PJ	OME	20 $\%_{vol}$ von Dieselkraftstoff

Der drop-in Fall entspricht Fall 1 aus 7.2.1 mit konstanten Wasserstoffkosten. Es werden ausschließlich Kraftstoffe in drop-in Qualität über die Prozesse MtG, FT und Methanisierung in der Optimierung erlaubt. DME repräsentiert einen Prozess mit einem außergewöhnlich guten Wirkungsgrad und der Möglichkeit zur Nutzung in einem Dieselmotor. DME kann in diesem Fall sowohl aus Biomasse als auch als PtF-Kraftstoff hergestellt werden. Darüber hinaus werden keine Begrenzungen für die Nutzung von DME definiert. Im SNG-1 Fall wird ein Fokus auf Methan als gasförmigen Kraftstoff gesetzt. Die Produktion von Methan-Kraftstoff wird über fossile, biomassebasierte und PtF-Herstellungspfade unbeschränkt ermöglicht. Für den PtF-Pfad wird die Methanisierung als einziger möglicher Syntheseprozess zur Kraftstoffproduktion zur Verfügung gestellt. Zur weiteren Analyse des Einsatzes von Methan als Kraftstoff wird ein weiterer Fall, SNG-2, betrachtet. In diesem wird die Produktion von Methan-Kraftstoff auch über alle Pfade unbeschränkt zugelassen, jedoch sind auch die drop-in Prozesse für PtF erlaubt. Im OME-Fall wird ein Beimischungsanteil von 20 $\%_{vol}$ OME_{3-5} in allen Dieselkraftstoffen angenommen. Dies entspricht den Empfehlungen von Liu et al. [91], die bei dieser Beimischungsquote eine deutliche Reduktion von Rußpartikeln in Dieselmotoren ermittelt.

Abbildung 7.4 zeigt den berechneten Energieeinsatz im Verkehrssektor nach Kraftstoffart. Es werden die Ergebnisse für den Fall der drop-in Kraftstoffe mit denen von den alternativen Kraftstoffen DME, SNG und OME verglichen. Der mit „alternative“ bezeichnete Block zeigt den jeweiligen zugelassenen Alternativkraftstoff laut Tabelle 7.3. Der Simulationsoutput der Modellierungen in tabellarischer Form ist ergänzend in Tabelle A. 12 im Anhang aufgeführt.

[8] Prozesse zur Herstellung von drop-in-Kraftstoffen: Methanol-to-Gasoline (MtG), Fischer-Tropsch (FT), Methanisierung



	Drop-in	DME	SNG-1	SNG-2	OME
PtF Alternative	0	215	258	0	24
PtF Kerosene	1	0	0	27	0
PtF Road drop-in	236	0	0	170	211
Biomass Alternative	0	18	0	0	0
Biomass Kerosene	121	123	134	133	123
Biomass Road drop-in	65	47	51	52	63
Fossil NG	193	193	302	556	193
Fossil Kerosene	37	37	26	0	37
Fossil Road	229	229	160	0	229
H2 Bedarf	264	236	310	233	274

Abbildung 7.4: Kraftstoffeinsatz nach Energiequelle für 5 Fälle mit unterschiedlichen alternativen Kraftstoffmöglichkeiten

Der Gesamtenergieeinsatz durch Kraftstoffe liegt für die Fälle drop-in, DME und OME auf einem ähnlichen Niveau um 880 PJ. Da die mit Erdgas betriebenen Fahrzeuge mit 1,8 MJ/km im Vergleich zu dieselmotorischen Fahrzeugen mit 1,5 MJ/km eine geringere Effizienz besitzen, steigt in den SNG Fällen die Kraftstoffmenge auf ca. 930 PJ. Die festgelegte Obergrenze an fossilem Erdgas wird jeweils in den Optimierungen ausgeschöpft. Eine Ausnahme hierzu bildet der SNG-1 Fall, für den als PtF-Prozess nur die Methanisierung zugelassen ist. Dies führt dazu, dass der Kerosinbedarf über die Bioroute und über den fossilen Raffinerieprozess gedeckt werden muss. Hierdurch stellt sich außerdem der höchste H_2-Bedarf von 310 PJ ein. Die Produktgestehungskosten im Fall SNG-1 bewegen sich an allen Produktionsanlagen in einem Bereich zwischen 1,47 €/l_{GE} und 1,84 €/l_{GE} (vgl. Abbildung A. 50).

Im Fall SNG-2 wird das gesamte Kontingent an CO_2-Emissionen im Verkehr über die Bereitstellung fossilen Erdgases gedeckt. Hierdurch kann mit 556 PJ eine höhere Gesamtenergiemenge an fossilem Kraftstoff bereitgestellt werden, was dazu führt, dass die Menge an PtF-Kraftstoff von 237 PJ im Fall drop-in auf 197 PJ im Fall SNG-2 sinkt. Trotz des umfangreichen Einsatzes von fossilem Erdgas, führen

die vorliegenden Randbedingungen dazu, dass das Optimierungsmodell keine Erdgasproduktion über die Bio- oder PtF-Route auswählt. Die Übersicht der PtF-Anlagen befindet sich in Abbildung A. 51.

Im Fall DME wird über die PtF-Route ausschließlich DME produziert, welches durch eine sehr gute Effizienz in der Produktion und Nutzung zu dem geringsten Gesamtenergiebedarf und Wasserstoffbedarf führt. Auch in diesem Fall wird der Kerosinbedarf über fossile und biogene Prozesse gedeckt. Ein Teil der verfügbaren Biomasse wird weiterhin für die DME Produktion mit einer Energiemenge von 18 PJ genutzt. Die PtF-Produktion von DME ist mit 1,36 €/l_{GE} bis 1,57 €/l_{GE} (vgl. Abbildung A. 49) die günstigste aller Elektrokraftstoffe.

Im Fall OME werden 24 PJ OME_{3-5} hergestellt, die bei einer Gesamtdieselkraftstoffproduktion von ca. 195 PJ einen Volumenanteil von 20 % repräsentieren. Die übrige PtF-Produktion geht zu 211 PJ über den MtG Prozess. Abbildung 7.5 zeigt die Kostenstruktur der PtF-Anlagen aus diesem Fall. Die OME-Produktionsanlagen (Anlagen 44-46) zeigen die mit Abstand höchsten Produktionskosten von 2,92 €/l_{GE} bis 3,02 €/l_{GE}, wovon die Mehrkosten im Wesentlichen auf einen höheren Wasserstoffverbrauch und den Prozessdampf zur Wärmebereitstellung zurückzuführen sind. Der Prozess zur Produktion von OME_{3-5} ist der Einzige, der zusätzlich Wärme in Form von Dampf beziehen muss, welcher einen Teil der Gesamtproduktionskosten von 0,44 €/l_{GE} (15 %) ausmacht. Die Herstellungskosten von MtG (Anlagen 1-43) liegen zwischen 1,54 €/l_{GE} bzw. 1,61 €/l_{GE}.

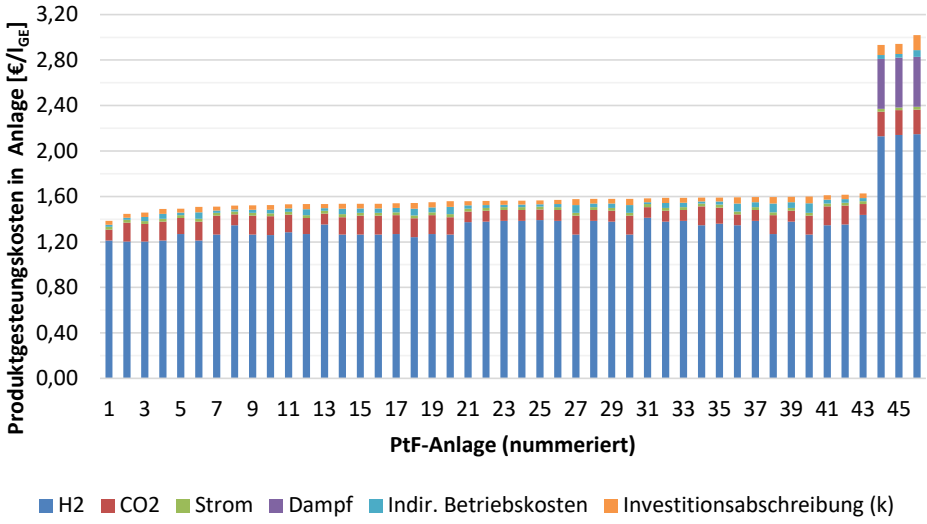


Abbildung 7.5: Produktgestehungskosten aller PtF-Anlagen für den OME Fall mit konstantem Wasserstoffpreis

Eine Gegenüberstellung der jährlichen Gesamtkosten für die Elektrokraftstoffherstellung in allen Fällen wird in Abbildung 7.6 aufgezeigt. Die jährlichen Gesamtkosten für den Fall SNG-1 liegen mit 13,11 Mrd. € ca. 14 % über dem drop-in Fall. Trotz einer vergleichsweise kleinen produzierten OME_{3-5} Menge von 24 PJ und geringerem H_2-Bedarf, führt die Kostensteigerung des CO_2- und Dampf-Kostenblocks zu jährlichen Gesamtkosten von 12,35 Mrd. €.

Auf der anderen Seite liegen die PtF-Systemkosten der Fälle DME und SNG-2 mit sehr ähnlichen jährlichen Kosten von ca. 10,06 Mrd. € ca. 12,5 % unter den jährlichen Gesamtkosten des drop-in Falls.

Hierbei ist zu beachten, dass in ersterem 215 PJ DME hergestellt werden und im SNG-2 Fall 197 PJ Kraftstoff über MtG (127 PJ) und FT (70 PJ).

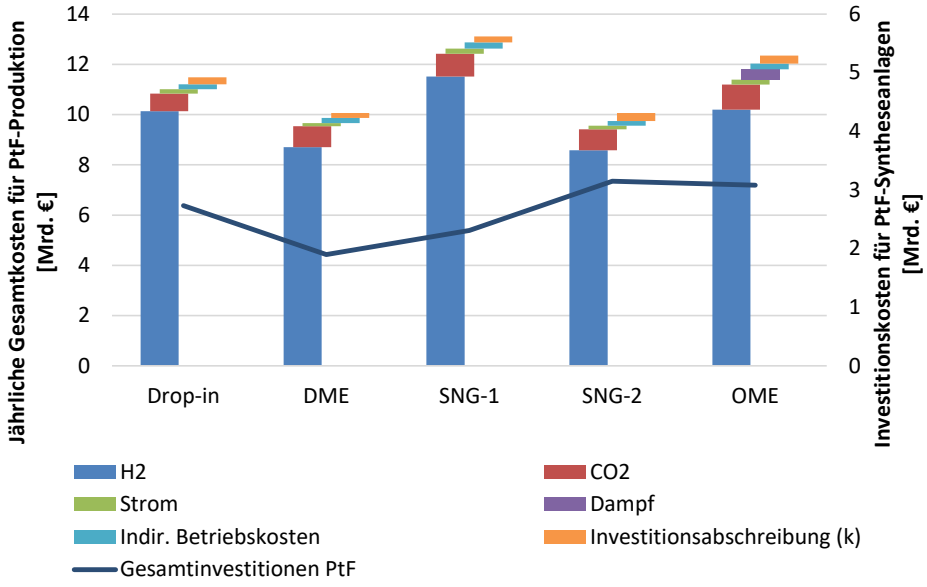


Abbildung 7.6: Gegenüberstellung der jährlichen Kosten der PtF-Herstellung in verschiedenen Fällen

7.3 Zwischenfazit / Schlussfolgerungen dieses Kapitels

- Zusammenfassend kann geschlossen werden, dass die Auswahl zukunftsfähiger CO2-Quellen ein kritischer Punkt für die Umsetzbarkeit von Elektrokraftstoffen sein wird. Die vermeintlichen günstigen Quellen, die heute zur Bereitstellung von CO_2 zur Verfügung stehen – hierzu zählen die Zement-, Stahl- und Petrochemie, sowie Kohlekraftwerke – gehören zu Industriezweigen, die aufgrund des Klimawandels in einer Phase des Umbruchs stehen. Um Investitionen in PtF-Anlagen auch langfristig sicher zu gestalten, sollten die CO_2-Quellen genau evaluiert werden. Dabei ist es wichtig nicht in einen Konflikt zu geraten künstlich die Lebenszeit von Anlagen, die durch klimafreundlichere Technologie ersetzt werden können, zu verlängern. In den berechneten Fällen (siehe Abbildung 7.4) wird ein CO_2 Bedarf zwischen 15,62 und 19,12 Mt/a ermittelt. Dieser kann bereits durch die gesamte Zementindustrie, welche einen hohen Anteil prozessbedingter Emissionen und niedrige langfristige Abtrennkosten bietet, gedeckt werden. Des Weiteren ist in 2050 ein CO_2-Potenzial aus Biogasanlagen von 8 Mt/a prognostiziert [98].
- Die Analysen aus Kapitel 7.2.1 zeigen, dass die Standortverteilung sensibel auf die angenommenen Wasserstoffkosten reagiert. Insbesondere im Fall 3 mit starker Variation der Kosten werden andere kostenentscheidende Parameter wie Anlagengröße und CO_2-Kosten weiter in den Hintergrund gedrängt und die Standortentscheidung nach Wasserstoffkosten bevorzugt. In den ersten beiden Fällen, in denen sich Wasserstoffkosten weniger unterscheiden, sind insbesondere die CO_2-Kosten ausschlaggebend.
- Die Berechnungen zeigen, dass die Nutzung von DME als alternativer Kraftstoff die geringsten Gesamtsystemkosten verursacht. Dadurch, dass DME bei Raumtemperatur gasförmig ist und

eine geringere Dichte hat als flüssiger Diesel, kann es allerdings nicht als drop-in Kraftstoff eingesetzt werden, wenn auch nur kleinere technische Umstellung anfallen. Als Maßnahme für eine kurz- bis mittelfriste Defossilisierung des Verkehrssektors ist DME als Kraftstoff als weniger geeignet, da nicht nur Kraftstoffbereitstellung, sondern auch geeignete Nutzungs- und Verteilungstechnik verbreitet werden muss. In langfristiger Perspektive kann DME jedoch, insbesondere für den Güterfernverkehr, eine attraktive Alternative zu flüssigen Kraftstoffen werden.

- Die Auswertungen der zwei SNG Fälle zeigen signifikant unterschiedliche Ergebnisse. Es lässt sich einerseits ableiten, dass die Nutzung von fossilem Erdgas gegenüber flüssigen fossilen Kraftstoffen wirtschaftlich sinnvoll ist. Andererseits zeigt sich, dass die Produktion von Methan über Biomasse oder PtF-Verfahren wirtschaftlich gegenüber der Produktion flüssiger Kraftstoffe nachteilig ist. Dies zeigt sich eindrucksvoll an den hohen jährlichen Gesamtkosten des SNG-1 Falls, in welchem alle Elektrokraftstoffe in Form von SNG bereitgestellt werden. Im Hinblick auf eine Treibhausgasreduktion des Verkehrssektors über die angenommenen 80 % hinaus, stellt die Erdgas Option also einen kostentechnischen Nachteil dar.
- Trotz der deutlich erhöhten Herstellungskosten von $OME_{3\text{-}5}$ steigen die jährlichen Gesamtkosten einer PtF-Produktionsinfrastruktur mit einer OME-Quote von 20 $\%_{vol}$ im Diesel (entsprechend 24 PJ_{OME}) um nur ca. 14 % gegenüber dem drop-in Fall. Die angenommene OME-Quote trägt zwar zu einer Reduktion der Rußpartikelemissionen bei, eine Reduktion der Stickoxide erfordert jedoch Modifikationen des Motors. Bei einer Anpassung des Motors an einen alternativen Kraftstoff, wäre zu entscheiden, ob die Vorteile von DME nicht überwiegen.

8 Anwendung der S-Kurven-Methode zur Ergebniszusammenführung

Das Ziel des Aufzeigens einer Umsetzungsstrategie soll mit der zeitlichen Entwicklung einer Transformationsphase komplimentiert werden. Um die mögliche Aufbaugeschwindigkeit einer Industrielandschaft zur Versorgung des Verkehrs mit den identifizierten Elektrokraftstoffbedarfen zu versorgen, werden in diesem Kapitel historischer Daten der chemischen Industrie herangezogen.

In diesem Kapitel soll die mögliche Geschwindigkeit eines Ausbaus von PtF-Produktionsanlagen evaluiert werden. Wie auch schon bei der Entwicklung der elektrischen Antriebe auf dem Fahrzeugmarkt, wird die Methodik der Marktentwicklungsprognose durch S-Kurven herangezogen. Als Datengrundlage dienen historische Daten der Produktionskapazitäten aus der chemischen Industrie in Deutschland.

8.1 Ableitung von Marktdurchdringungsgeschwindigkeiten anhand historischer Daten

Nach der S-Kurventheorie zur Prognose von Marktentwicklungen können identifizierte Marktwachstumsphasen mit einer S-Kurve nach Gleichung 2.18 beschrieben werden. Der Verlauf der Kurve wird durch die Parameter Ausgangswert A, Endwert G, Wendepunkt t_0 und Steigung im Wendepunkt k definiert. Übertragen auf den Aufbau der PtF-Technologie wird der Ausgangswert für die Produktionskapazität zu Beginn der Marktwachstumsphase mit null angenommen. Die Annahme des Endwertes, der nach der Marktwachstumsphase erreicht wird, wird angelehnt an die Ergebnisse für den PtF-Kraftstoffbedarf aus Kapitel 5 gewählt. Dieser Annahme liegt zugrunde, dass eine Marktnachfrage für diese Menge an PtF-Kraftstoff besteht. Der Wendepunkt wird so gewählt, dass die installiert Produktionskapazität zum Zeitpunkt 2020 unter der einer Anlage im kleinen industriellen Maßstab entsprechend 30 MW bzw. 0,02 Mt/a liegt. Als letzter Parameter soll die Steigung im Wendepunkt der Kurve k im Folgenden bestimmt werden. Hierzu werden historische Daten der chemischen Industrie herangezogen, um die Parameter durch eine Kurvenanpassung an identifizierte Marktwachstumsphasen abzuleiten. Es liegt die Annahme zugrunde, dass die Produktion von Basischemikalien einen vergleichbaren chemischen Prozess in einer vergleichbaren Industriesparte darstellt.

Abbildung 8.1 zeigt die Entwicklung der Jahresproduktion von Ethylen und Propylen, basierend auf den historischen Daten der Jahresberichte Chemiewirtschaft in Zahlen [271-279]. Der im Referenzfall aus Kapitel 7.2 berechnete Jahresbedarf an Kraftstoffen von 219 PJ bzw. 5,1 Mt/a entspricht in etwa dem Wert der aktuellen Ethylenproduktion in Deutschland, die in den letzten 15 Jahren zwischen 4,6 Mt/a und 5,4 Mt/a schwankt. Es kann somit festgehalten werden, dass sich die Produktion von den ausgewählten Grundchemikalien der von Elektrokraftstoffen auch im Produktionsvolumen ähneln. Zur Ableitung der Kurvenparameter müssen im ersten Schritt die Phasen eines Marktwachstums von einem Ausgangsniveau auf ein Endniveau identifiziert werden. Diese werden im vorliegenden Diagramm bei der Produktion von Ethylen in der Zeit von ca. 1962 bis 1990 und 1987 bis 2016, sowie bei Propylen ca. 1975 bis 2010 erkannt.

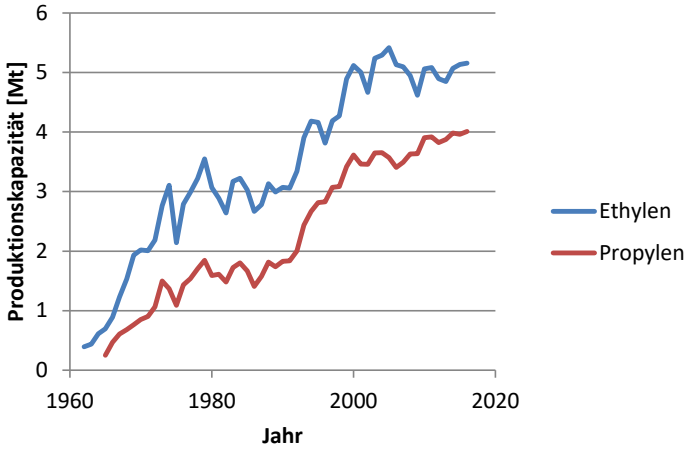


Abbildung 8.1: Historische Entwicklung der Produktionskapazität von ausgewählten Basischemikalien

Die Kurvenanpassung (siehe Abbildung 8.2) wird durch eine Minimierung des Standardfehlers an die Datenpunkte (blau) der oben genannte Zeiträume durchgeführt. Die sich hieraus ergebenden Kurven werden in Rot dargestellt.

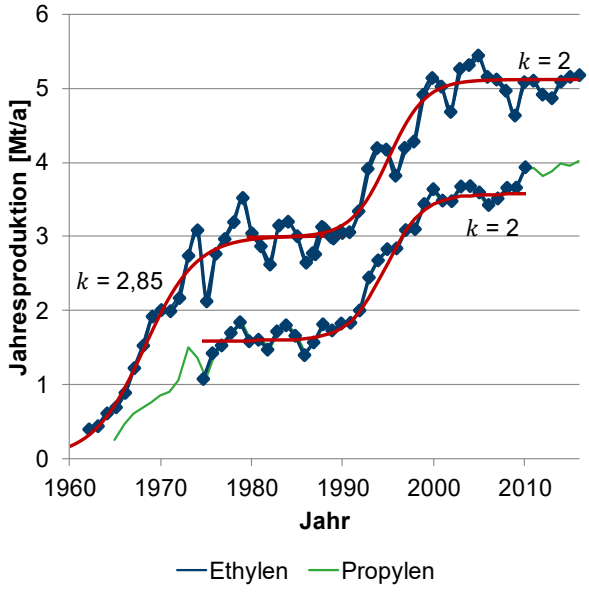


Abbildung 8.2: S-Kurvenanpassung an historische Wachstumsphasen der chemischen Industrie zur Ableitung des Steigungsparameters k

In Tabelle 8.1 werden die Kurvenparameter nach Gleichung 2.18 und die zugehörigen Standardfehler $S.E._Y$ als Bestimmtheitsmaß angegeben. Das ermittelte Steigungsmaß k der Kurve dient als Indikator für die Entwicklungsgeschwindigkeit einer Technologie Es kann festgestellt werden, dass die schnelleren Wachstumsphasen mit einer Steigung von k = 2 und die langsame mit einer Steigung von

k = 2,85 abgelaufen sind. Diese Werte werden im nächsten Schritt zur Konstruktion der Entwicklungskurven für die PtF-Technologie herangezogen.

Tabelle 8.1: Kurvenparameter und Standardabweichung aus dem S-Kurvenfitting an die Wachstumsphasen der chemischen Industrieproduktion basierend auf historischen Daten

	Ethylen 1962 - 1990	Ethylen 1987 - 2016	Propylen 1975 - 2010
A	0,00	3,00	1,60
G	3,03	2,10	1,95
t_0	1968	1995	1995
k	2,85	2,00	2,00
$S.E._Y$	0,256	0,253	0,193

8.2 Anwendung der S-Kurven-Methode auf die Entwicklung der PtF-Technologie

Die aus dem vorigen Kapitel abgeleiteten Erkenntnisse bezüglich der Ausbaugeschwindigkeit von chemischen Produktionsanlagen sollen in diesem Unterkapitel auf die Elektrokraftstoffproduktion angewandt werden.

8.2.1 Aufbau von PtF-Produktionskapazität

Die in 7.2 ermittelte erforderliche Produktionskapazität der PtF-Anlagen aus dem Referenzfall von 7613 MW bzw. 5,1 Mt/a Outputleistung wird als Zielwert für die Marktsättigung G angenommen. Der Parameter t_0 wird so gewählt, dass im Jahr 2020 eine Produktionskapazität von unter 30 MW bzw. 0,02 Mt/a vorhanden ist. Diese Annahme ist angelehnt an die vorherige Definition der kleinsten Syntheseanlage in industriellem Maßstab. Abbildung 8.3 zeigt die auf Basis dieser Daten konstruierte S-Kurve für die zwei in Kapitel 8.1 abgeleiteten Kurvensteigungen als mögliche Marktentwicklungen der PtF-Technologie. Als Referenzgröße wird die Outputleistung in Mt/a Jahr dargestellt, um eine bessere Vergleichbarkeit mit den historischen Daten herzustellen. Zusätzlich werden die in 5.2 und 7.2 berechneten Bedarfe an Elektrokraftstoffen in das Diagramm eingetragen.

Tabelle 8.2: Gewählte S-Kurven-Parameter für die Beschreibung der Entwicklung von PtF-Produktionskapazitäten

	Fall 1 (rot)	Fall 2 (blau)
A	0	0
G	5,1	5,1
t_0	2036	2032
k	2,85	2,00

Bei einem angenommenen sofortigen Anfang des Aufbaus von PtF-Anlagen führen beide Entwicklungsgeschwindigkeiten dazu, dass die erforderlichen Produktionskapazitäten bis zum Jahr 2050 aufgebaut werden können. Die Grenze, bei der 90 % des Sättigungswertes erzielt wird, wird bei einer Entwicklung von k = 2,85 im Jahr 2043, und bei k = 2 bereits in 2037 erreicht.

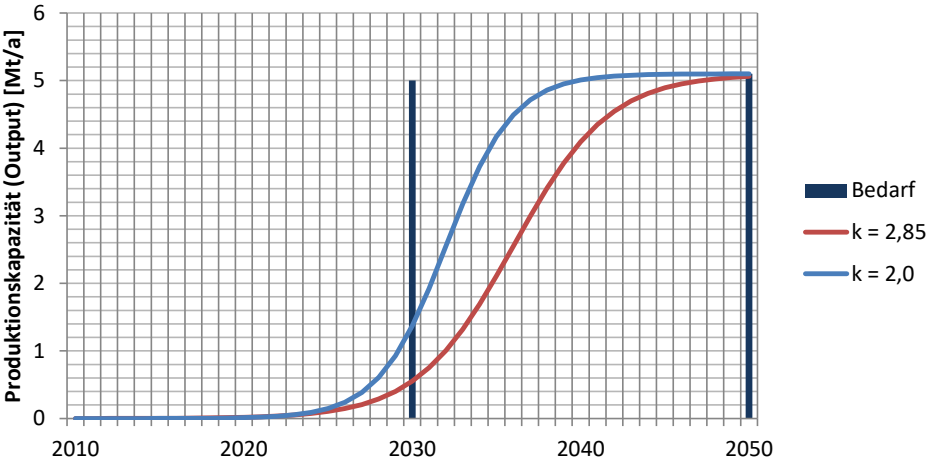


Abbildung 8.3: Berechnung des Marktwachstumsphase von PtF-Anlagen zur klimafreundlichen Energieversorgung des Verkehrs

Im Jahr 2030 erreichen die S-Kurven 0,55 Mt/a (825 MW) bzw. 1,37 Mt/a (2050 MW), entsprechend einer Kraftstoffproduktion von 24 bzw. 59 PJ. Die so ermittelten Produktionskapazitäten bleiben unter den berechneten Bedarfen von 217 PJ des PROG FC Scenarios und selbst unter denen des optimistischsten Szenarios BEV mit einem Elektrokraftstoffbedarf von 139 PJ. Eine Option den Bedarf an Elektrokraftstoffen doch zu erreichen, wäre eine gezielte Importstrategie. Diese könnte wiederum mit wirtschaftlichen Vorteilen verbunden sein, wenn die Produktion in Vorteilsregionen für erneuerbare Energieerzeugung stattfindet. Vor diesem Hintergrund sollte entschieden werden, welcher Anteil PtF-Produktion in Deutschland umgesetzt werden soll und in welchem Maße auf einen Import gesetzt wird. Im Falle einer Kompensation des Produktionsdefizits durch Import in 2030, ist es wahrscheinlich, dass die aufgezeigte Produktionskapazität für 2050 nicht zusätzlich in Deutschland aufgebaut wird. Trotz des Kostenvorteils einer PtF-Produktion in Vorzugsregionen, kann es volkswirtschaftlich sinnvoll sein einen Teil der Produktion in Deutschland umzusetzen.

In Abbildung 8.4 wird der berechnete Aufbau der PtF-Produktionskapazität nach Verfahren zusammen mit den korrespondierenden jährlichen Investitionskosten aufgetragen. Die Investitionskosten für die Syntheseanlagen werden aus Kapitel 7.2 für den Fall mit reinen drop-in-Kraftstoffen (Referenzfall) herangezogen. Für die Geschwindigkeit der Marktentwicklung wird der konservativere Steigungsfaktor von k = 2,85 herangezogen. Im Jahre 2036 erreichen diese mit rund 350 Mio. € im Jahr ein Maximum. Die Gesamtinvestitionskosten für Syntheseanlagen betragen 4,02 Mrd. €.

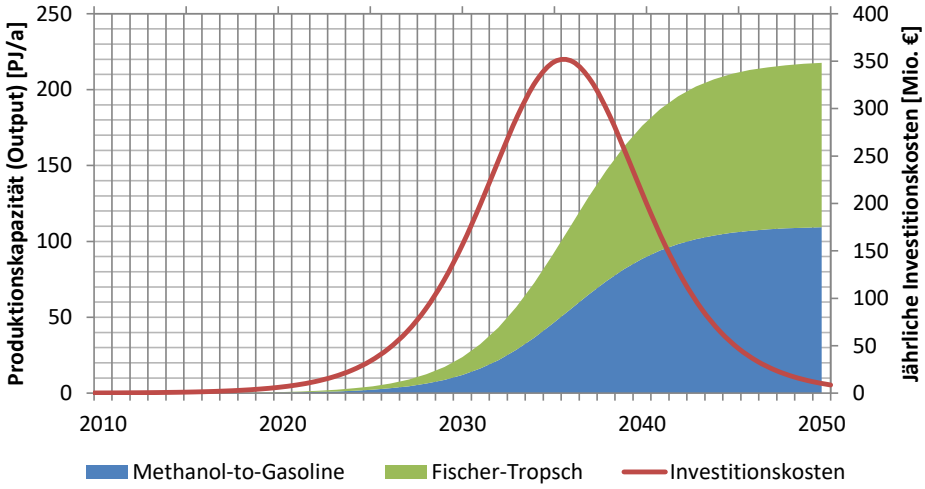


Abbildung 8.4: **Zeitlicher Verlauf des Aufbaus von PtF Produktionskapazitäten und der jährlichen Investitionskosten mit k=2,85 als Steigungsparameter der S-Kurve**

8.2.2 Wasserstoffbedarf

In einer weiteren Analyse soll der zeitliche Verlauf des gesamten Wasserstoffbedarfs im Verkehrssektor betrachtet werden. Dies soll zugleich die Ergebnisse der Marktentwicklung von PtF-Anwendungen mit denen der Szenarienentwicklung verbinden. Tabelle 8.3 und Abbildung 8.5 zeigen den Vergleich des Wasserstoffbedarfs für die beiden in Kapitel 4 entwickelten Entwicklungsszenarien PROG-FC und PROG-Mix bei einer CO_2-Reduktion von 80 %. Dieser setzt sich zusammen aus dem Bedarf für die Betankung von Brennstoffzellenfahrzeugen im Pkw- und Lkw-Sektor aus den Szenarien, sowie dem Aufbau der PtF-Produktionskapazitäten aus Kapitel 8.2.1.

Tabelle 8.3: **Vergleich der Wasserstoffbedarfe für PtF-, Lkw- und Pkw-Anwendungen in den Entwicklungsszenarien PROG-FC und PROG-Mix**

	PROG-FC		PROG-Mix	
	2030	**2050**	**2030**	**2050**
PtF	28,8 PJ	217,4 PJ	7,1 PJ	65,3 PJ
Lkw	27,6 PJ	235,0 PJ	45,5 PJ	251,9 PJ
Pkw	51,7 PJ	175,8 PJ	27,5 PJ	223,4 PJ
Gesamt	108,1 PJ	673,9 PJ	80,2 PJ	540,6 PJ

Es zeigt sich eine unterschiedliche Aufteilung des Bedarfs auf die drei Anwendungen zwischen den Szenarien. Der Gesamtwasserstoffbedarf für das Jahr 2030 liegt bei 108,1 PJ für das PROG-FC Szenario und 80,2 PJ für das PROG-Mix Szenario. Im PROG-FC Szenario, welches sich an der Szenarienentwicklung des BMVI [19] orientiert, erreicht der Fahrleistungsanteil von Brennstoffzellen-Pkw einen höheren Wert. Bei der Entwicklung des PROG-Mix Szenarios wurde die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Brennstoffzellenfahrzeuge analog zu den formulierten nationalen Bestandszielen beschränkt (vgl. Kapitel 4.3). Das PROG-Mix Szenario weist im Vergleich zum PROG-FC

Szenario eine höhere Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen im schweren Nutzverkehr und eine deutlich geringere Anzahl von Pkws. Hierdurch liegt der Wasserstoffbedarf für Lkw im PROG-FC bei 27,6 PJ und im PROG-Mix Szenario bei 45,5 PJ, wobei der Bedarf für Pkw bei 51,7 PJ bzw. 27,5 PJ liegt. Ferner liegt durch den deutlich höheren Gesamtanteil an elektrisch angetriebenen Fahrzeugen im PROG-Mix Szenario auch der Bedarf an Wasserstoff für PtF-Anwendungen mit 7,1 PJ unter dem des PROG-FC Szenarios mit 28,8 PJ.

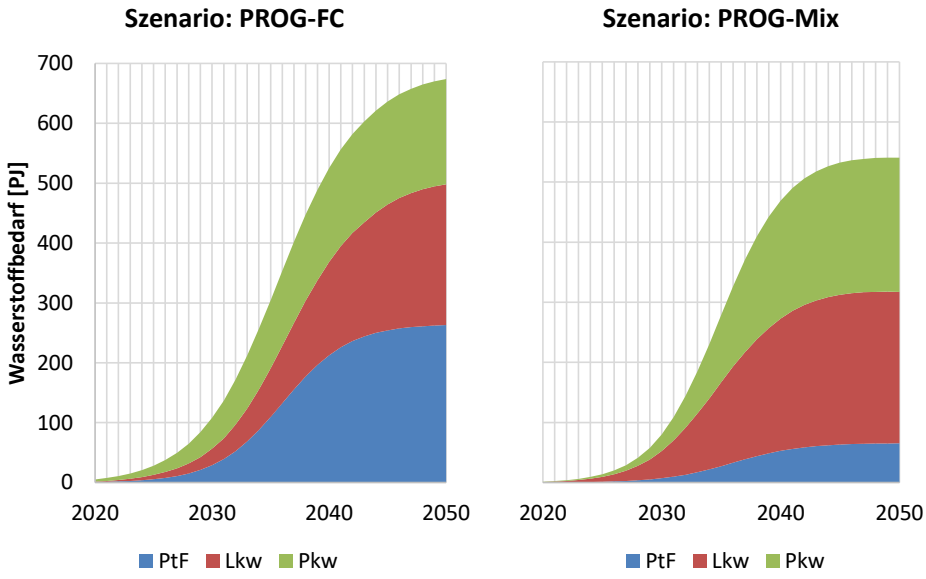


Abbildung 8.5: **Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufs des Wasserstoffbedarfs im Szenario PROG-FC und PROG-Mix**

Auch in der Entwicklung bis 2050 machen sich die deutlich höheren Anteile elektrifizierter Fahrzeuge im Wasserstoffbedarf bemerkbar. Der Gesamtbedarf liegt bei 673,9 PJ im PROG-FC Szenario und 540,6 PJ im PROG-Mix Szenario entsprechend 5,65 Mt bzw. 4,54 Mt. Für die PtF-Anwendungen fallen dabei im PROG-FC Szenario 265 PJ (2,22 Mt) und im PROG-Mix Szenario 65,8 PJ (0,55 Mt) Wasserstoff an.

Zusätzlich wird der Wasserstoffbedarf in Tabelle 8.4 und Abbildung 8.5 für das PROG-Mix Szenario in Verbindung mit einer 95 %-igen Reduktion von CO_2 angegeben.

Tabelle 8.4: **Wasserstoffbedarf für PtF-, Lkw- und Pkw-Anwendungen im Entwicklungsszenario PROG-Mix bei einer CO_2-Reduktion von 95 %**

	PROG-Mix 2030	**-95 2050**
PtF	47,9 PJ	437,8 PJ
Lkw	45,5 PJ	251,9 PJ
Pkw	27,5 PJ	223,4 PJ
Gesamt	120,9 PJ	913,1 PJ

Da die Entwicklung des Fahrzeugbestands identisch ist, zeigt Tabelle 8.4 ebenfalls die gleichen Wasserstoffbedarfe für Lkw- und Pkw-Anwendung wie beim PROG-Mix Szenario in Tabelle 8.3. Mit 47,9 PJ (0,4 Mt) in 2030 und 437,8 PJ (3,67 Mt) in 2050 fällt der Bedarf an Wasserstoff für PtF-Anwendungen deutlich höher aus als in den anderen Szenarien. Der Gesamtbedarf an Wasserstoff in 2050 liegt mit 913,1 PJ (7,66 Mt) noch mehr als 200 PJ über dem Bedarf des PROG-FC Szenarios.

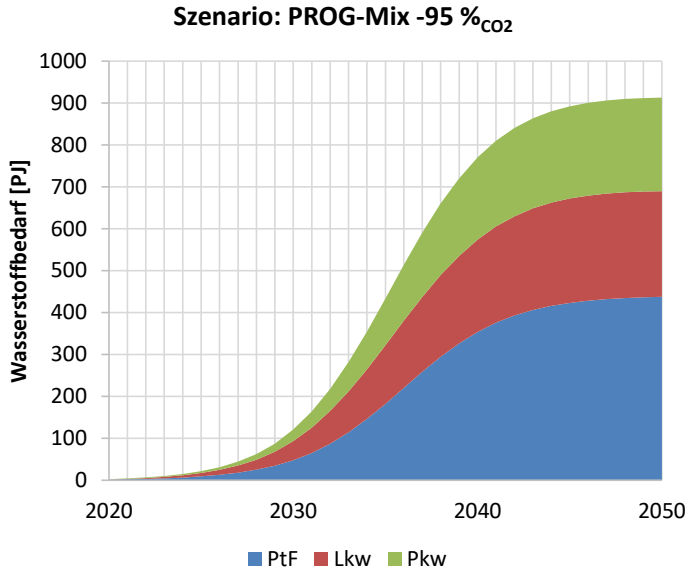


Abbildung 8.6: Zeitlicher Verlauf des Wasserstoffbedarfs im Szenario PROG-Mix bei einer CO_2-Reduktion von 95 %

8.3 Anwendung des Phasenprinzips der Sektorenkopplung

Abschließend soll die Transformationsphase von heute bis zu einem weitestgehend defossilierten Verkehrssektor näher beschrieben werden. Als zusätzlicher Ansatz zur Evaluierung der Ergebnisse wird das von der EnergieAgentur.NRW [280] beschriebene Phasenprinzip der Sektorenkopplung (siehe Erklärungsbox 3) herangezogen und dann auf die Entwicklung der PtF-Technologie für den Verkehrssektor angewandt.

8.3.1 Ableitung von Eckpunkten einer Transformationsphase

Auf die Marktentwicklung der PtF-Technologie übertragen ergeben sich die folgenden Implikationen:

Kurzfristig

Im kurzfristigen Zeithorizont sollten die Unsicherheiten bezüglich technischer und wirtschaftlicher Ausführung beseitigt werden. Hierzu gehört die Umsetzung von Demonstrationsanlagen (technische Machbarkeit). Es sollten möglichst erste Anlagen aufgebaut werden, um auch die wirtschaftliche Umsetzbarkeit des PtF-Konzeptes zu demonstrieren. Hierfür würde sich eine Anlage im kleinen industriellen Maßstab und in einem Off-grid Betrieb eignen (siehe Kapitel 6.1), da die Umsetzung einer großskaligen Produktion von erneuerbarem Wasserstoff bis zu diesem Zeitpunkt unwahrscheinlich ist. Voraussetzung für die Investitionsbereitschaft sind stabile politische Rahmenbedingungen.

Erklärungsbox 3: Das Phasenprinzip der Sektorenkopplung

Phasenprinzip der Sektorenkopplung
In einer Studie der Energieagentur NRW im Auftrag des Landes NRW [280, S. 21] wird ein Prinzip für verschiedene Ausbauphasen der Sektorenkopplung vorgestellt:

Kurzfristig (bis ca. 2025)
- Umsetzung bereits verfügbarer Maßnahmen, die einen Beitrag zur Treibhausgasminderung leisten und zukünftige Maßnahmen nicht verhindern.
- Hierzu gehören auch Maßnahmen, die zur Vorbereitung späterer Umsetzungen dienen, wie beispielsweise Pilot- oder Demonstrationsprojekte.

Mittelfristig (bis ca. 2035)
- Aufbau notwendiger Infrastruktur zur Erreichung der langfristigen Ziele.
- In dieser Phase werden vermehrt nicht staatliche Akteure in die Finanzierungspläne eingebunden.

Langfristig (bis ca. 2050)
- Umsetzung treibhausgasneutraler Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele.
- Das Spektrum umgesetzter Maßnahmen erweitert sich von vorwiegend in der Energieversorgung auf Technik in der Energienutzung.
- Entscheidungen zur Balancierung von heimischer Erzeugung gegen Importstrukturen werden getroffen.

Des Weiteren sollten im kurzfristigen Zeithorizont Entscheidungen bezüglich der Rolle von Elektrokraftstoffen in der Energiewende getroffen werden. Dies beinhaltet auch in welchem Umfang Kraftstoffimport eine Rolle spielen kann.

Mittelfristig

Diese Phase wird vom forcierten Aufbau der notwendigen Infrastruktur für klimafreundliche Mobilität geprägt. Außerdem bewegen sich die Investitionen von geförderten Projekten weiter in Richtung Privatinitiativen. PtF-Anlagen würden für eine wirtschaftlichere Produktion in dieser Phase in größeren Anlagen umgesetzt werden. Bei Anlagen in der Größenordnung von ca. 200 – 400 MW (voll-industrieller Maßstab) geraten die Standortanforderungen für entsprechend große Windparks und die Auswahl einer geeigneten CO_2-Quellen in Konflikt, weshalb die Implementierung durch off-grid Systeme nicht mehr geeignet ist. Es ist also eine Entkopplung der Systemkomponenten notwendig. Ein sinnvoller Lösungsansatz wäre dann eine Wasserstoffproduktion an gut geeigneten Windstandorten und eine Kraftstoffproduktion nahe der möglichen CO_2-Quellen. Dies würde eine Infrastruktur zum Transport von Wasserstoff, beispielsweise über Transmissionspipelines, voraussetzen.

Langfristig

Aus den Entwicklungen des Fahrzeugmarktes bis ca. 2030 – 2035 lassen sich die Tendenzen für Marktsättigungsgrenzen einzelner Technologien ableiten und wiederum daraus die weiteren Wachstumspotenziale für Elektrokraftstoffe. Hierbei sollten Synergien zwischen verschiedenen Technologien mit beachtet werden (beispielsweise PtF und brennstoffzellenbasierte Mobilität). Darauf aufbauend können die erforderlichen technischen Maßnahmen zur Defossilierung des Verkehrssektors flächendeckend umgesetzt werden, um die Ziele bis 2050 zu erreichen.

Weitere Erkenntnisse

- Auch unter der Annahme einer schnellen Implementierungsgeschwindigkeit von PtF-Anlagen kann der durch die Systemmodellierung berechnete Bedarf an Elektrokraftstoffen in 2030 nicht gedeckt werden. Eine Grundannahme der Analyse dieses Kapitels ist, dass die Produktion der Kraftstoffe, wie es heute in Raffinerien der Fall ist, auch in Zukunft innerhalb der nationalen Grenzen umgesetzt wird. Aktuell beruht die energetische Versorgung des Verkehrssektors zu mehr als 95 % auf Importen. Auch in Zukunft, bei einer Energieversorgung beruhend auf erneuerbaren Energien, ist eine Importpraxis sehr wahrscheinlich, da die Energiekosten aus erneuerbaren Quellen in anderen Ländern deutlich niedriger gegenüber Deutschland sein können. Dieser Energieimport kann sowohl in Form von fertigen Kraftstoffen, wie auch in Form von Wasserstoff oder Strom stattfinden. Trotz eines Kostenvorteils ist es jedoch volkswirtschaftlich vorteilhaft, einen Teil der Wertschöpfungskette im Inland durchzuführen (vgl. Runge et al. [141]).
- Diese Arbeit ist auf die Technologieumsetzung bis zum Jahr 2050 fokussiert. Anhand der Marktentwicklungsprognosen für Fahrzeugklassen und elektrifizierte Antriebe (Kapitel 4), sowie für PtF-Anlagen (Kapitel 8.2) lässt sich zu diesem Zeitpunkt eine Marktsättigung erkennen. Praxiswissen und der Marktentwicklungstheorie zufolge ist es unwahrscheinlich, dass diese Marktsättigungszustände von Dauer sind. Vielmehr wird die annähernde Sättigung einer Technologie eine weitere Phase der nächsten Technologie einleiten. Dies kann durch neue Generationen einer bestehenden Technologie oder durch ganz neue Innovationen (disruptiv) hervorgebracht werden. Da solche Innovationen nur schwer vorausgesehen werden können, ist es wichtig in einer Kraftstoffstrategie Handlungsspielraum für neue Entwicklungen und Erkenntnisse zu gewähren.

9 Schlussfolgerungen

Gemäß der Definition einer Strategie und den Zielfragen aus Kapitel 1 werden im Folgenden die Erkenntnisse dieser Arbeit aufgeführt, die die Eckpunkte der erarbeiteten Kraftstoffstrategie bilden:

- Die Szenarienentwicklung und -evaluation zeigt, dass Unstimmigkeiten innerhalb der Szenarienannahmen auftreten können. Durch die hier angewandte bottom-up Berechnungsmethode, beginnend mit der Prognose des Fahrzeugbestandes, kann das Szenario Schritt für Schritt aufgebaut werden. Durch diese verbesserte Methode können solche Unstimmigkeiten vermieden werden. Über diese Methode wird ein Anstieg der nationalen Gesamtfahrleitung des Straßennutzverkehrs von ca. 60 % auf 155 Mrd. km im Zeitraum von 2010 bis 2050 ermittelt.
- Die Entwicklung der Elektromobilität zeigt ein sehr heterogenes Spektrum an Prognosen in der Literatur. Für die Abschätzung von Marktvolumen für Elektrokraftstoffe ist die Fahrzeugelektrifizierung jedoch eine entscheidende Größe. Die durchgeführten Berechnungen ergeben durch das Aufstellen von Szenarien und durch statistische Berechnungen (Monte-Carlo-Methode) ein Ergebnisspektrum für den Kraftstoffbedarf, basierend auf unterschiedlichen Tendenzen aus der Literatur. Zukünftige Entwicklungen bezüglich des Absatzes von Elektrofahrzeugen sollten unbedingt für Aktualisierungen der Kraftstoffstrategie genutzt werden.
- In allen in dieser Arbeit betrachteten Szenarien spielen Elektrokraftstoffe eine Rolle zur Erreichung der Treibhausgasreduktionsziele. Der energetische Mengenbedarf für 2050 variiert dabei zwischen 980 PJ für ein Szenario mit sehr niedrigen Elektrifizierungsraten und 55 PJ für ein sehr progressives Elektrifizierungsszenario. Der durch eine Monte-Carlo-Simulation ermittelte Durchschnitt liegt bei rund 220 PJ. Aufgrund der offiziellen CO_2-Bilanzregulierungen wird in heutigen Statistiken nur die Inlandsluftfahrt in der Bilanz eingeschlossen, die für nur ca. ein Zehntel des Kerosinabsatzes in Deutschland verantwortlich ist. In den vorgestellten Modellierungen wurde ein territorialer Ansatz angewandt. Der bisher nicht mitbetrachtete Kerosinabsatz, welcher in der internationalen Luftfahrt anfällt, hält ein weiteres Potenzial von ca. 320 PJ Absatzmarkt für Elektrokraftstoffe.
- Hinsichtlich der ambitionierten Ziele bis 2050 ist die Einführung synthetischer Kraftstoffe auf fossiler Basis nicht zielführend. Über das GtL- oder CtL-Verfahren produzierte Kraftstoffe besitzen keine nennenswerten Vorteile zur Reduktion von Treibhausgasen.
- Die Einbindung von PtF-Systemen als off-grid-Anlagen verspricht eine gute Wirtschaftlichkeit in einer Marktphase, in der noch keine großskalige Produktion von erneuerbarem Wasserstoff existiert. Durch wirtschaftliche Anreize oder Beimischungsquoten kann ein Absatzmarkt für drop-in-Kraftstoffe ohne Austausch von Verbrauchertechnik, wie Tankstellen und Fahrzeuge, generiert werden. Dieser Absatzmarkt fördert wiederum die Hochskalierung der Elektrolyseurtechnologie zur Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff.
- Das ausgelegte Veredelungskonzept für FT-Syntheseprodukte zu vornehmlich normgerechtem Benzin zeigt einen sehr hohen energetischen Aufwand. Diesen miteingerechnet, ist der MtG-Prozess der deutlich effizientere zur Herstellung von synthetischem Benzin. Die FT-Synthese zeigt jedoch Effizienzvorteile bei der Herstellung von den Mitteldestillatprodukten Kerosin und Diesel. Aktuelle Forschungsprojekte zeigen die Möglichkeit auf über eine ähnliche

Syntheseroute, genannt Methanol-to-Olefins, Kraftstoffe im Mitteldestillatspektrum herzustellen. Jedoch sind hierfür bisher noch keine Daten zur Prozesseffizienz verfügbar.

- Die Auslegung einer nationalen Produktionsinfrastruktur für Elektrokraftstoffe zeigt, dass aus heutiger Sicht genügend industrielle Quellen für die CO_2-Bereitstellung vorhanden sind. Besonders Zementwerke wurden als besonders geeignet identifiziert. Dies liegt zum einen an ökonomisch vorteilhaften Prozessen für die CO_2-Abtrennung, wie dem Calcium-Looping. Zum anderen stammen ca. 70 % der CO_2-Emissionen aus prozessimmanenten chemischen Umwandlungen und sind daher nicht-fossilen Ursprungs. Durch eine fossilfreie Wärme- und Stromversorgung der Anlagen wäre sogar eine vollkommen treibhausgasneutrale Zementherstellung, und damit auch die CO_2-Bereitstellung zur Kraftstoffproduktion, möglich. Kleinere nicht-fossile CO_2-Quellen, wie Biogasanlagen, können nur kleine Anlagen mit ausreichend CO_2 versorgen. Alternativ könnte das CO_2 aus ca. 30 durchschnittlichen Biogasanlagen zusammengetragen werden, um die Versorgung einer Syntheseanlage im kleinen industriellen Maßstab (30 MW) zu versorgen. Die Kosten der CO_2-Abtrennung aus der Luft sind stark abhängig von der gegebenen Stromversorgung und sind somit, zumindest für Deutschland, die unwirtschaftlichere Alternative.
- In den Systemmodellierungen zeigt sich, dass Erdgas als fossiler Alternativkraftstoff zu konventionellem Benzin und Diesel als ökonomisch vorteilhaft erweist. Die synthetische Herstellung von Erdgas – über die Bioroute oder über PtF – ist jedoch in jedem Fall wirtschaftlich nachteilhaft gegenüber flüssigen synthetischen Kraftstoffen. Bei einer zukünftigen Umstellung auf eine komplett erneuerbare Kraftstoffversorgung wäre Erdgas als Energieträger also eine weniger effiziente Lösung. Vor diesem Hintergrund und in Hinblick auf die Notwendigkeit einer erweiterten Technik für die Betankung und die Anwendung im Fahrzeug ist für eine Kraftstoffstrategie zu entscheiden, ob eine breite Einführung von Erdgasmobilität zielführend ist.
- Aufgrund der chemischen Eigenschaften kann DME nicht ohne technische Anpassungsmaßnahmen verwendet werden. Trotzdem ist es aufgrund des höchsten Produktionswirkungsgrades und der Anwendbarkeit im Dieselmotor eine attraktive Alternative zu drop-in-Kraftstoffen. Es muss beachtet werden, dass der Einsatz von DME als Kraftstoff die Vorteile eines drop-in-Fuels zunichtemacht und durch die erforderliche Markteinführung der Anwendungstechnik erst mittel- bis langfristig flächendeckend eingesetzt werden kann.
- OME auf der anderen Seite kann als drop-in-Kraftstoff ohne nennenswerte Anpassung des Motors zur Reduktion von Rußpartikelemissionen eingesetzt werden. Die volle Potenzialentfaltung erhält OME als Kraftstoff jedoch erst dann, wenn auch der Motorbetrieb für eine Reduktion von Stickoxiden angepasst wird. Auf der Schattenseite ist die Produktion von OME mit einem sehr hohen Energieaufwand und dadurch deutlich höheren Produktionskosten verbunden. Die Umsetzung von OME als Kraftstoffadditiv bietet also Vorteile, ist als Maßnahme zur Reduktion von CO_2 im Verkehrssektor jedoch mit wesentlich höherem Aufwand im Vergleich zu anderen synthetischen Kraftstoffen verbunden.
- Zur Untersuchung der Marktentwicklung von PtF-Anlagen wurde die S-Kurven-Methode angewandt. Mit den abgeleiteten Marktentwicklungsgeschwindigkeiten aus historischen Daten ist bei einem baldigen Markteintritt synthetischer Kraftstoffe der Ausbau einer Produktionsinfrastruktur zur Deckung des berechneten Bedarfs bis 2050 möglich. Letzteres entspricht einer Kraftstoffmenge von ca. 5,1 Mt (220 PJ) bzw. einer Anlagenkapazität von 7,6 GW.

- Unter den getroffenen Annahmen kann in keinem Szenario die notwendige Technik bzw. Technikkombination zur Erreichung der CO_2-Ziele bis 2030 implementiert werden. Dies gilt sowohl für die Bestandsentwicklung von Fahrzeugen mit elektrischen Antrieben, wie auch für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen.
- Sowohl für die Erreichung der Zwischenziele in 2030 als auch für die insgesamt benötigte Kraftstoffversorgung, ist ein Import von Elektrokraftstoffen eine attraktive Option. Die erneuerbare Stromproduktion und damit die Kraftstoffproduktion können in Vorzugsregionen wesentlich wirtschaftlicher durchgeführt werden. Für den Transport nach Deutschland können bestehende Handelswege verwendet werden. Die Produktion von synthetischen Kraftstoffen kann in einigen Ländern wirtschaftlich durchgeführt werden, die schon heute große wirtschaftliche Aktivitäten in der Erdölförderung zeigen (insbesondere die MENA Region). Eine geregelte Umstellung der Energieexporte von fossilen Kraftstoffen zu erneuerbaren kann zusätzlich zum Beitrag zur Energiewende zu einer politischen und wirtschaftlichen Stabilität beitragen.
- Durch die Anwendung des Phasenprinzips können die folgenden Charakterisierungen der Markteinführungs- bzw. Marktentwicklungsphasen der PtF-Technologie identifiziert werden:
    - Kurzfristig
        - Anlagen im Demonstrationsmaßstab bzw. Reallabore werden umgesetzt, um die technische Machbarkeit zu zeigen und näher zu untersuchen.
        - Erste Anlagen im kleinen industriellen Maßstab zeigen die Möglichkeit eines Betriebs unter wirtschaftlichen Randbedingungen. Hierfür ist eine Systemintegration durch das off-grid-Konzept geeignet.
        - Überlegungen bezüglich nationalem Produktionsaufbau oder einer Import-Roadmap sollten angestoßen werden.
    - Mittelfristig
        - Ausbau notwendiger Infrastrukturen für klimaneutrale Mobilität sollte forciert werden. Für die Entwicklung der PtF-Technologie heißt dies konkret die Umsetzung einer Produktion und Verteilungsinfrastruktur von erneuerbarem Wasserstoff. Wenn dies gewährleistet ist, können PtF-Produktionsstandorte vom off-grid-Betrieb zu einer Versorgung mit Wasserstoff über die Infrastruktur übergehen. Dies ermöglicht größere Produktionsanlagen und löst die Standortbeschränkung auf Orte mit guten Bedingungen zur erneuerbaren Stromerzeugung auf.
        - Beim Einsatz alternativer Kraftstoffe muss zusätzlich eine geeignete Betankungsinfrastruktur eingeplant werden.
    - Langfristig
        - Die Umsetzung der strategischen Eckpunkte sollte bis 2050 erfüllt sein. Die Rahmenbedingungen sollten ein möglichst effizientes Zusammenspiel von Elektromobilität und Elektrokraftstoffversorgung erlauben, um die Klimaziele erreichen zu können. Die Marktanteile der verschiedenen Technologien werden sich im Rahmen der berechneten Werte durch die politischen Rahmenbedingungen und letztendlich dem Verhalten des Konsumenten bestimmt.

10 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde der mögliche Beitrag von Kraftstoffen zur Umsetzung der nationalen Klimaschutzziele aus verschiedenen Perspektiven und anhand unterschiedlicher Ansätze untersucht, um eine Strategie mit dessen für die Zukunft auszulegen.

Hierfür wurde die Rahmenentwicklung des Verkehrs- und Kraftstoffsektors mit einem Fokus auf dem Straßennutzverkehr in Kapitel 4 untersucht. Basierend auf aktuellen Trends in den Beständen von Nutzfahrzeugen wurde eine Prognose für die Entwicklung der entsprechenden Fahrleistungen angefertigt. Diese wurden mit weiteren Szenarien für die Ausbreitung elektrifizierter Fahrzeuge in einem Marktdiffusionsmodell zur Darstellung des Nutzfahrzeugbestands nach Antriebsart kombiniert. Zwei auf diese Weise entwickelte Szenarien wurden mit drei Vergleichsszenarien aus der Literatur als Grundlage für die darauffolgenden Modellierungen des Verkehrssektors verwendet.

Anhand eines Optimierungsmodells wurden in Kapitel 5 die Bedarfe an Elektrokraftstoffen in den verschiedenen Entwicklungsszenarien berechnet. Als Randbedingung der Optimierung dienten die CO_2-Reduktionsziele im Verkehrssektor für 2030 und 2050. Zusätzlich zu der Bedarfsabhängigkeit von der Szenarienentwicklung wurde eine Sensitivitätsanalyse mittels einer Monte-Carlo-Simulation durchgeführt.

In Kapitel 6.1 wurde anhand einer transienten Betriebssimulation ein off-grid PtF-Produktionssystems techno-ökonomisch analysiert. Hierfür wurde ein Modell in Matlab-Simulink erarbeitet, welches das PtF-System anhand von standortabhängigen Winddaten auslegt und den Betrieb eines Jahres modelliert. Die modellierte Auslegung und Betriebssimulation dienen im Anschluss als Grundlagen einer techno-ökonomischen Analyse.

Kapitel 6.2 enthält die Auslegung und Untersuchung eines Veredelungskonzeptes zur Weiterverarbeitung von FT-Syntheseprodukten zu normgerechten Verkehrskraftstoffen. Das Konzept wurde mittels *Aspen Plus* erarbeitet, ausgelegt und modelliert. Durch das Modell können die nach der Synthese anfallenden energetischen Verluste abgeschätzt werden, die besonders für die Benzinfraktion hoch ausfallen.

In Kapitel 7 wurde ein weiteres Modell angewandt, welches eine Produktionsinfrastruktur zur Versorgung des nationalen Verkehrssektors mit Elektrokraftstoffen auslegt. Hierzu wurden Analysen für nutzbare Punktquellen von CO_2 durchgeführt und die Methodik zur Wirtschaftlichkeits-berechnung von PtF-Produktionssystemen aus Kapitel 5.1 herangezogen. Die berechneten Ergebnisse umfassen den Energieeinsatz im Verkehrssektor und die detaillierte Kostenstruktur der ausgelegten PtF-Anlagen.

Eine Zusammenführung der Ergebnisse findet in Kapitel 8 statt. Durch die S-Kurven-Methode wurde ein Transformationspfad zum Aufbau der erforderlichen PtF-Anlagenkapazitäten zur Versorgung des nationalen Verkehrssektors mit Elektrokraftstoffen aufgeführt. Für die Analyse wurden historische Daten der chemischen Industrie herangezogen, um reale Marktdurchdringungsgeschwindigkeiten abzuleiten und auf den Aufbau von PtF-Anlagen zu übertragen. Der Transformationszeitraum wurde gemäß einer Literaturmethode in verschiedene Phasen untergeordnet und charakterisiert.

Die wichtigsten Erkenntnisse dieser Arbeit sind:

- Eine Szenarienentwicklung basierend auf den aktuellen Bestandsentwicklungen verschiedener Fahrzeugklassen führt zu abweichenden Erkenntnissen gegenüber verfügbaren Literaturszenarien. Durch die hier angewandte bottom-up Methode werden die charakterisierenden Szenarienkennzahlen (Bestand – Fahrleistung – Energiebedarf – CO_2-Emissionen) aufeinander abgestimmt, sodass es nicht zu Widersprüchen innerhalb der Szenarien kommt.
- Neben drei Szenarien zur Beschreibung der Gesamtentwicklung des Verkehrssektors aus der Literatur wurden zwei selbstentwickelte Szenarien als Basis für eine Systemoptimierung verwendet. Alle behandelten Szenarien zur Entwicklung und Elektrifizierung des Verkehrssektors zeigen, dass für eine ausreichende Reduktion von CO_2-Emissionen ein Bedarf an Elektrokraftstoffen besteht. Für die Szenarien mit einer ausgewogenen Entwicklung von elektrifizierten Fahrzeugen werden Elektrokraftstoffbedarfe zwischen 220 PJ und 260 PJ für das Jahr 2050 ermittelt. Das Szenario, in dem auch in Zukunft die verbrennungsmotorische Mobilität dominant ist, führt zu einem sehr hohen Elektrokraftstoffbedarf von 980 PJ in 2050. Im Kontrast dazu führt das Szenario mit sehr progressiver Elektrifizierung zu einem Bedarf von 55 PJ. Auch für das Jahr 2030 werden hohe Bedarfe an Elektrokraftstoffen von um die 200 PJ ermittelt.
- Durch das Optimierungsmodell zur Auslegung der PtF-Anlageninfrastruktur wurde für den Referenzfall (drop-in Kraftstoffe) ein benötigter Anlagenpark mit einer Kapazität von 7,6 GW berechnet. Durch die Nutzung alternativer Kraftstoffe mit einem höheren Produktionswirkungsgrad wie DME statt ausschließlich drop-in Kraftstoffe können die jährlichen Gesamtkosten der PtF-Produktion um 12,5 % gesenkt werden. Die Nutzung von Methan als alternativer Kraftstoff erweist sich im Vergleich zu fossilen flüssigen Kraftstoffen als wirtschaftlich, jedoch ist die Nutzung von synthetischem Methan im Vergleich zu FT-, MtG- oder DME-Kraftstoffen im Nachteil.
- In der Ergebniszusammenführung anhand der S-Kurven-Methode, wurde die mögliche Marktentwicklung zeitlich als Transformationspfad dargestellt. Bei einem baldigen Beginn des Marktanlaufs, zeichnet sich ab, dass die nötige Marktdurchdringung bis 2050 erreicht werden kann. Jedoch zeigt selbst die optimistische Marktdurchdringungsgeschwindigkeit eine zu geringe Marktausbreitung im Jahr 2030.

Die Vorteile von Elektrokraftstoffen bestehen insbesondere im kurz- und mittelfristigen Zeitrahmen dadurch, dass drop-in Kraftstoffe ohne Anpassung von Infrastruktur oder Fahrzeugtechnik eingesetzt werden können, um Treibhausgase im Verkehrssektor effektiv zu reduzieren. Darüber hinaus besteht auch in langfristiger Perspektive ein Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen, insbesondere für den Flugverkehr, der nur zu einem kleinen Teil in den offiziellen Verkehrsemissionszählungen erfasst ist. Da die Produktion von Elektrokraftstoffen in absehbarer Zeit nicht wirtschaftlicher als die der fossilen Konkurrenten ausfallen wird, sollte deren Nachfrage durch Marktanreizprogramme stimuliert werden. Die Produktion in off-grid-Systemen kann auch vor der Etablierung einer umfangreichen Wasserstoffwirtschaft zu Produktionskosten führen, die nahe der heutigen Kraftstoffpreise an Tankstellen liegen. Somit kann wiederum ein Marktanlauf der Elektrolyseurtechnologie bewirkt werden. Zusammenfassend kann die PtF-Technologie in dieser Arbeit als wichtige Ergänzungstechnologie neben der Elektrifizierung zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor bewertet werden.

Literaturverzeichnis

1. IPCC, *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,* 2013: C. Cambridge University Press, United Kingdom and New York, NY, USA.
2. United Nations (UN), *Paris Agreement,* 2015:
3. Duden. *Wörterbuch: Strategie*. [Zugriff am 19.08.2019]; Verfügbar über: https://www.duden.de/rechtschreibung/Strategie.
4. Gray, C.S. and P.E.S.S.C.S. Gray, *War, Peace and International Relations: An Introduction to Strategic History*. 2007: Taylor & Francis.
5. Oetinger, B., *Das Boston-Consulting-Group-Strategie-Buch: die wichtigsten Managementkonzepte für den Praktiker*. 2003: Econ.
6. Luhmann, N., *Organisation und Entscheidung: 227. Sitzung am 18. Januar 1978 in Düsseldorf*. 2013: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
7. Nagel, R., *Lust auf Strategie: Workbook zur systemischen Strategieentwicklung*. 2014: Schäffer-Poeschel.
8. Malik, F., *Strategie: Navigieren in der Komplexität der Neuen Welt*. 2013: Campus Verlag.
9. Harrison, P., Cambridge Econometrics, *Fuelling Europe's Future: How the transition from oil strengthens the economy,* 2018:
10. Christensen, A., Petrenko, Chelsea, The International Council on Clean Transportation (ICCT), *CO2-based synthetic fuel: Assessment of potential European capacity and environmental performance,* 2017:
11. Siegemund, S., P. Schmidt, M. Trommler, W. Weindorf, O. Kolb, Dr. Werner Zittel, V. Zinnecker, T. Raksha, and J. Zerhusen, Deutsche Energie-Agentur GmbH, *"E-Fuels"-Study - The potential of electricity based fuels for low-emission transport in the EU,* 2017: D.E.-A. GmbH.
12. World Energy Council Germany, *INTERNATIONAL ASPECTS OF A POWER-TO-X ROADMAP - A report prepared for the World Energy Council Germany,* 2018:
13. Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende,* 2018:
14. Pfennig, M., Norman Gerhardt, Dr. Carsten Pape, and D. Böttger, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, *Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H_2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen,* 2017:
15. Flachsbarth, F., Kasten, P., *Aktuelle Potenziale der Produktion von PtX-Kraftstoffen auf Basis von zusätzlich integrierten Erneuerbaren Energien*. 2017: Öko-Institut e.V.
16. Pietzcker, R., T. Longden, W. Chen, S. Fu, E. Kriegler, P. Kyle, and G. Luderer, *Long-Term Transport Energy Demand and Climate Policy: Alternative Visions on Transport Decarbonization in Energy Economy Models.* Energy, 2013. **64**.
17. Schnülle, C., A. Gleich, S. Goessling-Reisemann, K. Kisjes, I. Nikolic, T. Stührmann, and P. Thier, *Optionen für die Integration von Power-to-Fuel in den Energiewendeprozess aus einer sozioökonomischen Perspektive.* Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 2016. **85**: p. 53-74.
18. Schmidt, P., W. Zittel, W. Weindorf, T. Rakasha, and D. Goericke, *Renewables in transport 2050 – Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels*. 2016: LBST, Ludwig Bölkow Systemtechnik - Forschungsvereinigung Verbrennungsmaschinen e.V.
19. Kreyenberg, D., Lischke, A., Bergk, F., Duennebeil, F., Heidt, C., Knörr, W., Raksha, T., Schmidt, P., Weindorf, W., Naumann, K., Majer, S., Müller-Langer, F., Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, *Erneuerbare Energien im Verkehr - Potenziale*

und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger, 2016:

20. Knörr, W., C. Heidt, S. Gores, and F. Bergk, Ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Öko-Institut, *Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Ener-gieverbrauch und Schadstoffemissionen des mo-torisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2035: (TREMOD) für die Emissionsberichterstattung 2016 (Berichtsperiode 1990-2014),* 2016:
21. Bergk, F., K. Biemann, C. Heidt, W. Knörr, U. Lambrecht, T. Schmidt, L. Ickert, M. Schmied, P. Schmidt, and W. Weindorf, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, INFRAS AG, LBST-Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050,* 2016:
22. Schlesinger, D.M., P. Hofer, D.A. Kemmler, D.A. Kirchner, and S. Strassburg, Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS), *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung,* 2010:
23. Kasten, P., M. Mottschall, W. Köppel, C. Degünther, M. Schmied, and P. Wüthrich, Umweltbundesamt (UBA), Öko-Institut e.V., DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), INFRAS AG, *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050,* 2016:
24. Zimmer, W., R. Blanck, T. Bergmann, M. Mottschall, R. von Waldenfels, and H. Förster, Öko-Institut e.V., *Endbericht Renewbility III - Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors,* 2017:
25. Hacker, F., Blanck, R., Hülsmann, F., Kasten, P., Loreck, C., Ludig, S., Mottschall, M., Zimmer, W. , Öko-Institut e.V., *eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz,* 2014:
26. Lischke, A., D. Windmüller, R. Wurster, W. Weindorf, C. Heidt, and K. Naumann, Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), *Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung,* 2015:
27. Sterner, M., M. Thema, F. Eckert, A. Moser, A. Schäfer, T. Drees, C. Rehtanz, U. Häger, J. Kays, A. Seack, D.U. Sauer, M. Leuthold, and P. Stöcker, Agora Energiewende, FENES Forschungsstelle für Energie-netze und Energiespeicher, IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energie-wirtschaft, ef.Ruhr GmbH, ISEA Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, *Stromspeicher in der Energiewende,* 2014:
28. Ramesohl, S., M. Fischedick, K. Arnold, F. Merten, J. Nitsch, S. Schmid, P. Viebahn, M. Pehnt, W. Knörr, S. Gärtner, and G. Reinhard, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie und Umweltforschung (IFEU), *Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten Wasserstoffs,* 2006:
29. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), *Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe,* 2017:
30. *Drop in Kraftstoffe für die Luftfahrt.*
31. Alonso, M., B. Arias, G. Marbán, S. Turrado, and C. Abanades, CEMCAP, *D12.1 Results from 30 kWth CaL CFB experiments (M18),* 2016:
32. Hobohm, J., H. Dambeck, H. Falkenberg, D.A. Kemmler, S. Koziel, P. Wendring, I. Ziegenhagen, B. Meyer, and M. Dotzauer, Prognos AG, *Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende,* 2017:
33. Purr, K., D. Osiek, M. Lange, and K. Adlunger, Umweltbundesamt, *Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess,* 2016:
34. Arnold, K., G. Kobiela, and A. Pastowski, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, *Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende,* 2018:

35. Adolf, J., Balzer, C., Haase, F., Lenz, B., Lischke, A., Knitschky, G., Shell Deutschland, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), *Shell Nutzfahrzeug-Studie - Diesel oder Alternative Antriebe - womit fahren Lkw und Bus morgen?,* 2016:
36. Adolf, J. and S. Rommerskirchen, Shell Deutschland Oil, *Shell PKW-Szenarien bis 2040: Fakten, Trends und Perspektiven für Auto-Mobilität,* 2014:
37. Gnann, T., M. Wietschel, A. Kühn, A. Thielmann, Andreas Sauer, P. Plötz, C. Moll, S. Stütz, M. Schellert, D. Rüdiger, V. Waßmuth, and D. Paufler-Mann, *Teilstudie "Brennstoffzellen-LKW: kritische Entwicklungshemmnisse, Forschungsbedarf und Marktpotential": Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie*. 2017: Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV Transport Consult GmbH.
38. Wietschel, M., T. Gnann, A. Kühn, P. Plötz, C. Moll, D. Speth, J. Buch, and T. Boßmann, Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI), Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV Transport Consult GmbH, TU Hamburg-Harburg – IUE, M-Five, *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw: Studie im Rahmen der wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie,* 2017:
39. Adolf, J., C.H. Balzer, J. Louis, U. Schabla, M. Fischedick, K. Arnold, A. Pastowski, and D. Schüwer, Shell Deutschland, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, *Energie der Zukunft? : Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2 ; Shell Wasserstoff-Studie,* 2017:
40. NOW Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, *Die Rolle von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen, Plug-in Hybridfahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen: ein Portfolio von Antriebssystemen für Europa: Eine faktenbasierte Analyse,* 2015:
41. Altenburg, S., A.A. der Maur, A. Labinsky, S. Eckert, M. Faltenbacher, and B. Reuter, e-mobil BW GmbH, *Nullemissionsnutzfahrzeuge: vom ökologischen Hoffnungsträger zur ökonomischen Alternative,* 2017:
42. Dünnbeil, F., Lambrecht, U., Goletz, M., Zittel, W., Schmidt, P., Müller-Langer, F., Naumann, K., BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung), LBST (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik) und DBFZ (Deutsches Biomasseforschungszentrum), *Kurzstudie: Analyse aktueller Szenarien zur Entwicklung des Verkehrs in Deutschland und dessen Umweltwirkungen,* 2013:
43. Schubert, M., Kluth, T., Nebauer, G., Ratzenberger, R., Kotzagiorgis, S., Butz, B., Schneider, W., Leible, M., Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Intraplan Consult GmbH, BVU Beratergruppe Verkehr+Umwelt GmbH, *Verkehrsverflechtungsprognose 2030,* 2014:
44. Pollet, B.G., I. Staffell, and J.L. Shang, *Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: From electrochemistry to market prospects.* Electrochimica Acta, 2012. **84**: p. 235-249.
45. Berlmer, F., Bensmann, B., Brandt, T., Cremers, C., Derflinger, M., Hanke-Rauschenbach, R., Grube, T., Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI), Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), *Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeuge - Bedeutung für die Elektromobilität,* 2019:
46. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), *Klimaschutz in Zahlen,* 2018:
47. H2 Mobility. *Wasserstoffautos - Alle Modelle im Überblick*. 2019 [Zugriff am 05.08.2019]; Verfügbar über: https://h2.live/wasserstoffautos.
48. Nikola. *Anheuser-Busch Continues Leadership in Clean Energy, Places Order for 800 Hydrogen-Electric Powered Semi-Trucks with Nikola Motor Company*. 2018 [Zugriff am 05.08.2019]; Verfügbar über: https://nikolamotor.com/press_releases/anheuser-busch-continues-leadership-in-clean-energy-places-order-for-800-hydrogen-electric-powered-semi-trucks-with-nikola-motor-company-23.

49. H2 Energy. *Wasserstoff-Elektromobilität in der Schweiz vor dem Durchbruch*. 2019 [Zugriff am]; Verfügbar über: https://h2energy.ch/wasserstoff-elektromobilitaet-in-der-schweiz-vor-dem-durchbruch/.
50. Hydrogen Council, *Hydrogen scaling up - A sustainable pathway for the global energy transition,* 2017:
51. Wikipedia. *Liste der Länder nach Bruttoinlandsprodukt*. 2019 [Zugriff am 05.08.2019]; Verfügbar über: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_L%C3%A4nder_nach_Bruttoinlandsprodukt.
52. International Energy Agency (IEA). *Hydrogen - Tracking Clean Energy Progress*. 2019 [Zugriff am 05.08.2019]; Verfügbar über: https://www.iea.org/tcep/energyintegration/hydrogen/.
53. Martin Wietschel, T.G., André Kühn, Patrick Plötz, Cornelius Moll, Daniel Speth, Jan Buch, Tobias Boßmann, Sebastian Stütz, Maximilian Schellert, David Rüdiger, Werner Balz, Helmut Frik, Volker Waßmuth, Daniela Paufler-Mann, Anne Rödl, Wolfgang Schade, Simon Mader, Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI), Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV Transport Consult GmbH, TU Hamburg-Harburg – IUE, M-Five, *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw,* 2017:
54. *Hessen eröffnet Teststrecke für Elektro-LKW mit Oberleitung*. 2019, BMU.
55. *Baubeginn für die erste LKW-Oberleitungsstrecke in Schleswig-Holstein*. 2018, BMU.
56. Olivier, J.G.J., G. Janssens-Maenhout, M. Muntean, and J.A.H.W. Peters, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, *Trends in Global CO2 emissions: 2016 report,* 2016:
57. Bründlinger, T., J.E. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, and S. Mischinger, dena, *Leitstudie Integrierte Energiewende,* 2018:
58. Kraftfahrtbundesamt (KBA), *Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) FZ 25,* 2017:
59. Prenninger, P., Huss, A., TU Wien, Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH, AVL List GmbH, *NANUPOT - Potentiale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050,* 2010:
60. Hülsmann, F., Mottschall, M., Hacker, F., Kasten, P., Öko-Institut e.V., *Working Paper - Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen – Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050,* 2014:
61. Edwards, R., J.-F. Larive, D. Rickeard, and W. Weindorf, Joint Research Centre (JRC) - Institute for Energy and Transport, CONCAWE, EUCAR, *JEC WELL-TO-WHEELS ANALYSIS - WELL-TO-WHEELS ANALYSIS OF FUTURE AUTOMOTIVE FUELS AND POWERTRAINS IN THE EUROPEAN CONTEXT,* 2014:
62. de Klerk, A., *Fischer-Tropsch Refining*. 2012: John Wiley & Sons.
63. Verdegaal, W.M., S. Becker, and C. von Olshausen, *Power-to-Liquids: Synthetic Crude Oil from CO2, Water, and Sunshine.* Chemie Ingenieur Technik, 2015. **87**(4): p. 340-346.
64. INERATEC GmbH. *Technology - INERATEC*. 2017 [Zugriff am 21.02.2019]; Verfügbar über: https://ineratec.de/technologien/?lang=en.
65. Lapuerta, M., O. Armas, J.J. Hernández, and A. Tsolakis, *Potential for reducing emissions in a diesel engine by fuelling with conventional biodiesel and Fischer–Tropsch diesel.* Fuel, 2010. **89**(10): p. 3106-3113.
66. Riedel, T., M. Claeys, H. Schulz, G. Schaub, S.-S. Nam, K.-W. Jun, M.-J. Choi, G. Kishan, and K.-W. Lee, *Comparative study of Fischer–Tropsch synthesis with H2/CO and H2/CO2 syngas using Fe- and Co-based catalysts.* Applied Catalysis A: General, 1999. **186**(1): p. 201-213.
67. Daza, Y.A. and J.N. Kuhn, *CO2 conversion by reverse water gas shift catalysis: comparison of catalysts, mechanisms and their consequences for CO2 conversion to liquid fuels.* RSC Advances, 2016. **6**(55): p. 49675-49691.
68. Sunfire GmbH. *DURCHBRUCH FÜR POWER-TO-X: SUNFIRE NIMMT ERSTE Co-ELEKTROLYSE IN BETRIEB UND STARTET DIE SKALIERUNG*. 2019 [Zugriff am 19.08.2019]; Verfügbar über: https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/durchbruch-fuer-power-to-x-sunfire-nimmt-erste-co-elektrolyse-in-betrieb-und-startet-die-skalierung.

69. Becker, W.L., R.J. Braun, M. Penev, and M. Melaina, *Production of Fischer–Tropsch liquid fuels from high temperature solid oxide co-electrolysis units.* Energy, 2012. **47**(1): p. 99-115.
70. König, D.H., *Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO2 und H2*, in *Institut für Energiespeicherung* 2016, Universität Stuttgart.
71. Schemme, S., *Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H2 und CO2*, in *Fakultät für Maschinenwesen*. 2019, Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH).
72. de Klerk, A., *Hydroprocessing peculiarities of Fischer–Tropsch syncrude.* Catalysis Today, 2008. **130**(2): p. 439-445.
73. Hamelinck, C.N., A.P.C. Faaij, H. den Uil, and H. Boerrigter, *Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential.* Energy, 2004. **29**(11): p. 1743-1771.
74. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Forschungsinitiative „Energiewende im Verkehr": Strombasierte Kraftstoffe entwickeln – Treibhausgasemissionen senken*. [Zugriff am 05.08.2019]; Verfügbar über: https://www.energieforschung.de/forschung-und-innovation/energiewende-im-verkehr.
75. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Power-to-Fuel: Herstellung und Nutzung alternativer Kraftstoffe - Wegweisende Projekte für eine Energiewende im Verkehr*. [Zugriff am 06.08.2019]; Verfügbar über: https://www.energieforschung.de/forschung-und-innovation/energiewende-im-verkehr/projekte.
76. U.S. Energy Information Administration. *China's use of methanol in liquid fuels has grown rapidly since 2000*. 2017 [Zugriff am 04/19/2018]; Verfügbar über: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30072.
77. Ullmann, F., W. Gerhartz, Y.S. Yamamoto, F.T. Campbell, R. Pfefferkorn, and J.F. Rounsaville, *ULLMANN'S Encyclopedia of Industrial Chemistry*. 2000: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
78. International, C.R. Carbon Recycle International. *World's Largest CO2 Methanol plant*. [Zugriff am 04/19/2018]; Verfügbar über: http://carbonrecycling.is/george-olah/.
79. Phillips, S.D., Tarud, J. K., Biddy, M. J. und Dutta, A., United States. Department of Energy (DoE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), *Gasoline from Wood Via Integrated Gasification, Synthesis, and Methanol-to-Gasoline Technologies,* 2011:
80. Standardization, E.C.f., *EN 228:2014-10, Automotive fuels - Unleaded petrol - requirements and test methods*. 2014.
81. Xu, X., Y. Liu, F. Zhang, W. Di, and Y. Zhang, *Clean coal technologies in China based on methanol platform.* Catalysis Today, 2017. **298**.
82. Tian, P., Y. Wei, M. Ye, and Z. Liu, *Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization.* ACS Catalysis, 2015. **5**: p. 1922−1938.
83. *KEROSyN100 - In die Luft mit grünem Kraftstoff*. 2018, Raffinerie Heide.
84. Gas24. *Erdgastankstellen in Europa*. [Zugriff am 05.08.2019]; Verfügbar über: https://www.gas24.de/cms/38-0-erdgas-in-europa.html.
85. Bailera, M., P. Lisbona, L.M. Romeo, and S. Espatolero, *Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO2.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017. **69**: p. 292-312.
86. Götze, T., *Die AUDI-e-Gas-Anlage in Werlte - ein P2G-Projekt am Standort einer Biogasanlage*, in *EWEnetz*. 2017.
87. Peters, R., M. Baltruweit, T. Grube, R.C. Samsun, and D. Stolten, *A techno economic analysis of the power to gas route.* Journal of CO2 Utilization, 2019. **34**: p. 616-634.
88. Semelsberger, T.A., R.L. Borup, and H.L. Greene, *Dimethyl ether (DME) as an alternative fuel.* Journal of Power Sources, 2006. **156**(2): p. 497-511.
89. Schmitz, N., J. Burger, E. Ströfer, and H. Hasse, *From methanol to the oxygenated diesel fuel poly(oxymethylene) dimethyl ether: An assessment of the production costs.* Fuel, 2016. **185**: p. 67-72.

90. Schmitz, N., E. Ströfer, J. Burger, and H. Hasse, *Conceptual Design of a Novel Process for the Production of Poly(oxymethylene) Dimethyl Ethers from Formaldehyde and Methanol.* Industrial & Engineering Chemistry Research, 2017. **56**.
91. Liu, H., Z. Wang, J. Zhang, J. Wang, and S. Shuai, *Study on combustion and emission characteristics of Polyoxymethylene Dimethyl Ethers/diesel blends in light-duty and heavy-duty diesel engines.* Applied Energy, 2017. **185**: p. 1393-1402.
92. Albrecht, F.G., D.H. König, N. Baucks, and R.-U. Dietrich, *A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study.* Fuel, 2017. **194**: p. 511-526.
93. Tremel, A., P. Wasserscheid, M. Baldauf, and T. Hammer, *Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis.* International Journal of Hydrogen Energy, 2015. **40**.
94. Kurzweil, P. and O.K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen*. Lehrbuch. 2015, Wiesbaden: Springer Vieweg. XIX, 579 Seiten.
95. Ho, M.T. and D.E. Wiley, *28 - Liquid absorbent-based post-combustion CO2 capture in industrial processes*, in *Absorption-Based Post-combustion Capture of Carbon Dioxide*, P.H.M. Feron, Editor. 2016, Woodhead Publishing. p. 711-756.
96. Peters, R., M. Baltruweit, T.G.C. Samsun, and D. Stolten, *A techno economic analysis of the power to gas route.* unpublished.
97. European Environment Agency. *The European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR), Member States reporting under Article 7 of Regulation (EC) No 166/2006*. [Zugriff am 12.12.2017]; Verfügbar über: https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/member-states-reporting-art-7-under-the-european-pollutant-release-and-transfer-register-e-prtr-regulation-14#tab-european-data.
98. Billig, E., M. Decker, W. Benzinger, F. Ketelsen, P. Pfeifer, R. Peters, D. Stolten, and D. Thrän, *Non-fossil CO2 recycling—The technical potential for the present and future utilization for fuels in Germany.* Journal of CO2 Utilization, 2019. **30**: p. 130-141.
99. Kasten, P. and C. Heinemann, Öko-Institut e.V., *Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX,* 2019:
100. Roussanaly, S., C. Fu, M. Voldsund, R. Anantharaman, M. Spinelli, and M. Romano, *Techno-economic analysis of MEA CO2 capture from a cement kiln – impact of steam supply scenario.* Energy Procedia, 2017. **114**.
101. Metz, B., *IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage.* 2005.
102. Diego, M.E., B. Arias, and J.C. Abanades, *Analysis of a double calcium loop process configuration for CO2 capture in cement plants.* Journal of Cleaner Production, 2016. **117**.
103. Singhal, S., S. Agarwal, S. Arora, P. Sharma, and N. Singhal, *Upgrading techniques for transformation of biogas to bio-CNG: a review.* International Journal of Energy Research, 2017. **41**(12): p. 1657-1669.
104. Sun, Q., H. Li, J. Yan, L. Liu, Z. Yu, and X. Yu, *Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015. **51**: p. 521-532.
105. Deng, L. and M.-B. Hägg, *Techno-economic evaluation of biogas upgrading process using CO2 facilitated transport membrane.* International Journal of Greenhouse Gas Control, 2010. **4**(4): p. 638-646.
106. Verein Deutscher Zementwerke e.V., *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2016,* 2017:
107. Anantharaman, R., D. Berstad, G. Cinti, and E.D. Lena, CEMCAP, *D3.2 CEMCAP framework for comparative techno-economic analysis of CO2 capture from cement plants,* 2017:
108. Stanley Santos, L.H., Jeremy Johns, Andrew Tobiesens, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Swerea MEFOS, Tata Steel Consulting, Sintef Chemistry and Materials, *Techno-Economic Evaluation of Deploying CO2 Capture in an Integrated Steel Mill,* 2013:

109. ThyssenKrupp. *Carbon2Chem: Aus Emissionen werden Wertstoffe*. [Zugriff am 06.08.2019]; Verfügbar über: https://www.thyssenkrupp.com/de/unternehmen/innovation/technologien-fuer-die-energiewende/carbon2chem.html.
110. *Mit Abgas das Klima retten*. 2016, Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF).
111. Otto, A., M. Robinius, T. Grube, S. Schiebahn, A. Praktiknjo, and D. Stolten, *Power-to-Steel: Reducing CO2 through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry.* Energies, 2017. **10**(4).
112. *voestalpine startet mit Eröffnung der HBI-Anlage in Texas neue Ära*. 2016, voestalpine.
113. Knitterscheidt, K. Handelsblatt. *CO2-freie Produktion bis 2050: Thyssen-Krupp will Hochöfen dichtmachen*. 2019 [Zugriff am 12.08.2019]; Verfügbar über: https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/stahlherstellung-co2-freie-produktion-bis-2050-thyssen-krupp-will-hochoefen-dichtmachen/23879546.html?ticket=ST-6646433-wWerUhxR3T9eh1guhLwR-ap3.
114. *Salzgitter AG und Tenova unterzeichnen Absichtserklärung für das SALCOS-Projekt: CO2-arme Stahlproduktion auf Wasserstoffbasis*. 2019, Salzgitter AG.
115. von der Assen, N., L.J. Muller, A. Steingrube, P. Voll, and A. Bardow, *Selecting CO2 Sources for CO2 Utilization by Environmental-Merit-Order Curves.* Environ Sci Technol, 2016. **50**(3): p. 1093-101.
116. Kuramochi, T., A. Ramírez, W. Turkenburg, and A. Faaij, *Comparative assessment of CO2 capture technologies for carbon-intensive industrial processes.* Progress in Energy and Combustion Science, 2012. **38**(1): p. 87-112.
117. Allevi, C., W. Blew, G. Claus, F. Chevallier, P. Dinka, W. Gardzinski, J. Lichtscheidl, C. Lyde, and W. Maas, CONCAWE, *The potential for application of CO2capture and storage in EU oil refineries (Report no. 7/11),* 2011:
118. Blechschmidt, J., *Taschenbuch der Papiertechnik*, in *Taschenbuch der Papiertechnik*. 2010, Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG. p. 1-17.
119. Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP), *Papier Kompass,* 2019:
120. Broehm, M., Strefler, J., Bauer, N., *Techno-Economic Review of Direct Air Capture Systems for Large Scale Mitigation of Atmospheric CO2.* 2015.
121. Fasihi, M., O. Efimova, and C. Breyer, *Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants.* Journal of Cleaner Production, 2019. **224**: p. 957-980.
122. IEA, OECD, *CO2 capture and storage - A key carbon abatement option,* 2008:
123. Brynolf, S., M. Taljegard, M. Grahn, and J. Hansson, *Electrofuels for the transport sector: A review of production costs.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.
124. Jakobsen, J., S. Roussanaly, and R. Anantharaman, *A techno-economic case study of CO2 capture, transport and storage chain from a cement plant in Norway.* Journal of Cleaner Production, 2017. **144**.
125. Cormos, A.-M. and C.-C. Cormos, *Reducing the carbon footprint of cement industry by post-combustion CO2 capture: Techno-economic and environmental assessment of a CCS project in Romania.* Chemical Engineering Research and Design, 2017. **123**.
126. Viebahn, P., J. Horst, A. Scholz, and O. Zelt, *Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende.* 2018.
127. Goeppert, A., M. Czaun, G.K. Surya Prakash, and G.A. Olah, *Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO2 capture from the atmosphere.* Energy & Environmental Science, 2012. **5**(7): p. 7833.
128. Krekel, D., R.C. Samsun, R. Peters, and D. Stolten, *The separation of CO2 from ambient air – A techno-economic assessment.* Applied Energy, 2018. **218**: p. 361-381.
129. Evans, S. CarbonBrief. *The Swiss company hoping to capture 1% of global CO2 emissions by 2025*. 2017 [Zugriff am 11.12.2019]; Verfügbar über: https://www.carbonbrief.org/swiss-company-hoping-capture-1-global-co2-emissions-2025.

130. Bundesnetzagentur, *3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen,* 2016:
131. Hank, C., S. Gelpke, A. Schnabl, R.J. White, J. Full, N. Wiebe, T. Smolinka, A. Schaadt, H.-M. Henning, and C. Hebling, *Economics & carbon dioxide avoidance cost of methanol production based on renewable hydrogen and recycled carbon dioxide – power-to-methanol.* Sustainable Energy & Fuels, 2018. **2**(6): p. 1244-1261.
132. Stolten, D., *Transition to renewable energy systems*. 2013, Weinheim: Wiley-VCH. XXXVI, 969 S.
133. Reuß, M., T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, and D. Stolten, *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model.* Applied Energy, 2017. **200**: p. 290-302.
134. Stolzenburg, K., R. Hamelmann, M. Wietschel, F. Genoese, J. Michaelis, J. Lehmann, A. Miege, S. Krause, C. Sponholz, and S. Donadei, *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem.* NOW-Studie, Berlin, 2013.
135. Vanhoudt, W., Barth, F. (Hinicio), Schmidt, P., Weindorf, W. (LBST), *Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen*. 2016, Brussels/Munich: Hinicio and LBST Ludwig Bölkow Systemtechnik.
136. Yilmaz, C. and T. Turek, *Modeling and simulation of the use of direct reduced iron in a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions.* Journal of Cleaner Production, 2017. **164**: p. 1519-1530.
137. Arens, M., E. Worrell, W. Eichhammer, A. Hasanbeigi, and Q. Zhang, *Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium-term – the case of Germany.* Journal of Cleaner Production, 2017. **163**: p. 84-98.
138. Fasihi, M., D. Bogdanov, and C. Breyer, *Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants.* 10th International Renewable Energy Storage Conference, Ires 2016, 2016. **99**: p. 243-268.
139. McDonagh, S., D.M. Wall, P. Deane, and J.D. Murphy, *The effect of electricity markets, and renewable electricity penetration, on the levelised cost of energy of an advanced electro-fuel system incorporating carbon capture and utilisation.* Renewable Energy, 2019. **131**: p. 364-371.
140. Kramer, U., F. Ortloff, S. Stollenwerk, and R. Thee, *Defossilisierung des Transportsektors*. 2018: FVV - Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.
141. Runge, P., C. Sölch, J. Albert, P. Wasserscheid, G. Zöttl, and V. Grimm, *Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035.* Applied Energy, 2019. **233-234**: p. 1078-1093.
142. Grimm, V., A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl, and G. Zöttl, *Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes.* European Journal of Operational Research, 2016. **254**(2): p. 493-509.
143. Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch, and G. Zoettl, *The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investment in Electricity Markets.* SSRN Electronic Journal, 2018.
144. Grimm, V., L. Schewe, M. Schmidt, and G. Zoettl, *Uniqueness of Market Equilibrium on a Network: A Peak-Load Pricing Approach.* European Journal of Operational Research, 2017. **261**.
145. Ünertragungsnetzbetreiber (ÜNB), *NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2030, VERSION 2019,* 2017:
146. Automobilclub von Deutschland. *Staatlicher Anteil an den Kraftstoffkosten in Deutschland*. 2019 [Zugriff am 19.08.2019]; Verfügbar über: https://www.avd.de/kraftstoff/staatlicher-anteil-an-den-krafstoffkosten/.
147. Anotho, R., *Verfahrenstechnische Simulation eines Herstellungsverfahrens von Biokraftstoffen zweiter Generation mit integrierter Zufuhr von erneuerbarem Wasserstoff*, in *Fakultät für Anlagen-, Energie- und Maschinensysteme - Institut für Anlagen und Verfahrenstechnik*. 2018, Technische Hochschule Köln: Köln.
148. Kommission, E.U., *Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor*, E. Union, Editor. 2003.

149. Sikarwar, V.S., M. Zhao, P.S. Fennell, N. Shah, and E.J. Anthony, *Progress in biofuel production from gasification.* Progress in Energy and Combustion Science, 2017. **61**: p. 189-248.
150. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). *Erneuerbare Energien im Verkehr*. 2019 [Zugriff am 19.08.2019]; Verfügbar über: https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biokraftstoffe/erneuerbare-energien-im-verkehr.html.
151. Schmied, M., P. Wüthrich, R. Zah, H.-J. Althaus, and C. Friedl, Umweltbundesamt (UBA), INFRAS AG, Quantis, *Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung,* 2015:
152. Schatka, A., *Strategische Netzwerkgestaltung in der Prozessindustrie: Eine Untersuchung am Beispiel der Produktion von synthetischen Biokraftstoffen*. 1. Auflage 2011 ed. 2011: Gabler 307.
153. Kerdoncuff, P., *Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation*. 2008, Universität Karlsruhe (TH).
154. EBB. *Statistics: The EU biodiesel industry*. 2016 [Zugriff am 12.10.2018]; Verfügbar über: http://www.ebb-eu.org/stats.php.
155. Awgustow, A., T. Kuchling, and H. Wollmerstädt, Instituts für Wärme und Oeltechnik IWO e.V., TU Bergakademie Freiberg, *Herstellung THG-reduzierter flüssiger Kraft-und Brennstoffe,* 2017:
156. Neste Oyj, *Neste Renewable Diesel Handbuch,* 2016:
157. Aatola, H., M. Larmi, and T. Sarjovaara, *Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) as a Renewable Diesel Fuel: Trade-off between NOx, Particulate Emission, and Fuel Consumption of a Heavy Duty Engine.* SAE International Journal of Engines, 2008. **1**.
158. Morschett, H., *Accelerated development of phototrophic bioprocesses : a conceptual framework*. 2017, RWTH Aachen University.
159. Neste Oyj. *Renewable fuels*. [Zugriff am 19.08.2019]; Verfügbar über: https://www.neste.com/companies/products/renewable-fuels.
160. Schwaderer, F., *Integrierte Standort-, Kapazitäts und Technologieplanung von Wertschöpfungsnetzwerken zur stofflichen und energetischen Biomassnutzung*. 2012, KIT – Universität des Landes Baden-Württemberg und nationales Forschungszentrum in der Helmholtz-Gemeinschaft.
161. Antizar-Ladislao, B. and J.L. Turrion-Gomez, *Second-generation biofuels and local bioenergy systems.* Biofuels, Bioproducts and Biorefining, 2008. **2**(5): p. 455-469.
162. Damartzis, T. and A. Zabaniotou, *Thermochemical conversion of biomass to second generation biofuels through integrated process design—A review.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011. **15**(1): p. 366-378.
163. Huber, G.W., S. Iborra, and A. Corma, *Synthesis of Transportation Fuels from Biomass: Chemistry, Catalysts, and Engineering.* Chemical Reviews, 2006. **106**.
164. Shabtai, J.S., W.W. Zmierczak, and E. Chornet, *Process for conversion of lignin to reformulated hydrocarbon gasoline*. 1999, ; Sandia National Labs. p. Medium: ED.
165. Molino, A., S. Chianese, and D. Musmarra, *Biomass gasification technology: The state of the art overview.* Journal of Energy Chemistry, 2016. **25**(1): p. 10-25.
166. Roos, C.J., N.C.A. Center, W.S.U.E.E. Program, and W.S.L.E.S. Publications, *Clean Heat and Power Using Biomass Gasification for Industrial and Agricultural Projects*. 2009: Northwest CHP Application Center.
167. Arnold, U., N. Dahmen, L. Lautenschütz, D. Oestreich, and J. Sauer, KIT Institute of Catalysis Research and Technology (IKFT), *Processes for Advanced Fuel Production from Biomass,* 2016:
168. Clausen, L.R., *Design of novel DME/methanol synthesis plants based on gasifi cation of biomass*, in *Department of Mechanical Engineering*. 2011, TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK.
169. Siedlecki, M., W. De Jong, and A.H.M. Verkooijen, *Fluidized Bed Gasification as a Mature And Reliable Technology for the Production of Bio-Syngas and Applied in the Production of Liquid Transportation Fuels—A Review.* Energies, 2011. **4**(12): p. 389-434.

170. Zhang, W., *Automotive fuels from biomass via gasification.* Fuel Processing Technology, 2010. **91**(8): p. 866-876.
171. Fremaux, S., S.-M. Beheshti, H. Ghassemi, and R. Shahsavan-Markadeh, *An experimental study on hydrogen-rich gas production via steam gasification of biomass in a research-scale fluidized bed.* Energy Conversion and Management, 2015. **91**: p. 427-432.
172. Clausen, L.R., B. Elmegaard, J. Ahrenfeldt, and U. Henriksen, *Thermodynamic analysis of small-scale dimethyl ether (DME) and methanol plants based on the efficient two-stage gasifier.* Energy, 2011. **36**(10): p. 5805-5814.
173. Guczi, L., *New Trends in CO Activation*. 1991: Elsevier Science.
174. Hofbauer, H., S. Fürnsinn, G. Bauer, C. Heilig, and C. Aichernig, *Technische, ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Wege der energetischen und stofflichen Verwertung von Synthesegas aus der Biomassevergasung,* 2007:
175. Lurgi GmbH. *Lurgi MegaMethanol®*. [Zugriff am 30.11.2017]; Verfügbar über: http://www.zeogas.com/files/83939793.pdf.
176. Leible, L., S. Kälber, and G. Kappler, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) Karlsruher Institut für Technologie (KIT), *Systemanalyse zur Gaserzeugung aus Biomasse : Untersuchung ausgewählter Aspekte: Biomasseaufkommen und -bereitstellung, Biomasseeinspeisung in einen Druckvergaser, Verfahrensvergleich der FT- und Methanolproduktion,* 2011: K. KIT Scientific Publishing.
177. Ogawa, T., N. Inoue, T. Shikada, and Y. Ohno, *Direct Dimethyl Ether Synthesis.* Journal of Natural Gas Chemistry, 2003. **12**(4): p. 219-227.
178. Hansen, J.B. and F. Joensen, *High Conversion of Synthesis Gas into Oxygenates*, in *Studies in Surface Science and Catalysis*, A. Holmen, K.J. Jens, and S. Kolboe, Editors. 1991, Elsevier. p. 457-467.
179. Kohl, T., T. Laukkanen, M. Tuomaala, T. Niskanen, S. Siitonen, M.P. Järvinen, and P. Ahtila, *Comparison of energy efficiency assessment methods: Case Bio-SNG process.* Energy, 2014. **74**: p. 88-98.
180. Trippe, F., *Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrenskonfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL) Kraftstoffe und Chemikalien*. 2013, Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
181. Haarlemmer, G., G. Boissonnet, J. Imbach, P.-A. Setier, and E. Peduzzi, *Second generation BtL type biofuels – a production cost analysis.* Energy & Environmental Science, 2012. **5**(9): p. 8445-8456.
182. Millinger, M., *Systems assessment of biofuels: modelling of future cost and greenhouse gas abatement competitiveness between biofuels for transport on the case of Germany*, in *Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät*. 2018, Universität Leipzig.
183. Neuling, U. and M. Kaltschmitt, *Techno-economic and environmental analysis of aviation biofuels.* Fuel Processing Technology, 2018. **171**: p. 54-69.
184. Clausen, L.R., *Design of novel DME/methanol synthesis plants based on gasification of biomass*, in *Department of Mechanical Engineering*. 2011, TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK.
185. Clausen, L.R., B. Elmegaard, and N. Houbak, *Technoeconomic analysis of a low CO2 emission dimethyl ether (DME) plant based on gasification of torrefied biomass.* Energy, 2010. **35**(12): p. 4831-4842.
186. Xiang, Y., J. Zhou, C. Chen, and Z. Luo, *Integrated energy-exergy-based evaluation and optimization of a bio-dimethyl ether production system via entrained flow gasification.* Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2014. **6**(5): p. 053133.
187. Naqvi, M., J. Yan, and E. Dahlquist, *Black liquor gasification integrated in pulp and paper mills: A critical review.* Bioresour Technol, 2010. **101**(21): p. 8001-15.
188. Ekbom, T., M. Lindblom, N. Berglin, and P. Ahlvik, *Technical and Commercial Feasibility Study of Black Liquor Gasification with Methanol/DME Production as Motor Fuels for Automotive Uses - BLGMF,* 2003:
189. Ekbom, T., I. Landälv, and Â. brandberg. *25 Years of Methanol Development in Sweden as Alternative Fuel*. in *XVII International Symposium on Alcohol Fuels*. 2008. Taiyuan, China.

190. Enerkem. Enerkem. *ENERKEM ALBERTA BIOFUELS*. 2018 [Zugriff am 2018 07.03.]; Verfügbar über.
191. McConell, D., Enerkem, *Enerkem biorefineries: setting a new global standard in biofuels, chemicals and waste management,* 2015:
192. KIT. Karlsruher Institut für Technologie. *Biomass-to-Liquids (BtL) - Der bioliq® Prozess*. 2018 [Zugriff am 2018]; Verfügbar über: https://www.bioliq.de/55.php.
193. KIT, *Das Bioliq-Verfahren: Konzept, Technologie und Stand der Entwicklung* 2010, Karlsruher Institut für Technologie
194. KIT. Karlsruher Institut für Technologie *Biomass-to-Liquids (BtL) - Der bioliq® Prozess*. 2018 [Zugriff am]; Verfügbar über: https://www.bioliq.de/55.php.
195. KIT, *DAS BIOLIQ-VERFAHREN KONZEPT, TECHNOLOGIE UND STAND DER ENTWICKLUNG*. 2010, Karlsruher Institut für Technologie
196. Velocys. *A proven technology solution*. 2019 [Zugriff am 05.12.2019]; Verfügbar über: https://www.velocys.com/technology/.
197. Cody, B., Velocys, *Think Smaller: microchannel FischerTropsch enables biomass-to-liquids,* 2015:
198. Velocys. *Bayou Fuels*. 2019 [Zugriff am 05.12.2019]; Verfügbar über: https://www.velocys.com/projects/bayou-fuels/.
199. Kaltschmitt, M., V. Lenz, and D. Thrän, Leibniz Institut, Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE) der Technischen Universität Hamburg-Harburg, *Zur energetischen Nutzung von Biomasse in Deutschland – Potenziale, Stand und Perspektiven,* 2008:
200. Pfluger, B.T., Bernd; Franke, Bernd; Bernath, Christiane; Boßmann, Tobias; Deac, Gerda; Elsland, Rainer; Fleiter, Tobias; Kühn, André; Ragwitz, Mario; Rehfeldt, Matthias; Sensfuß, Frank; Steinbach, Jan; et. al., Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie BMWi, Fraunhofer Institut für System-undInnovationsforschung (ISI), Consentec GmbH, ifeu -Institut für Energie-und Umweltforschung Heidelberg GmbH, *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter,* 2017:
201. Thrän, D.B., K.; Seyfert, U.; Zeller, V.; Buchhorn, M.; Müller, K.; Matzdorf, B.; Gaasch, N.; Klöckner, K.; Möller, I.; Starick, A.; Brandes, J.; Günther, K.; Thum, M.; Zeddies, J.; Schönleber, N.; Gamer, W.; Schweinle, J.; Weimar, H. , DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, *Final Report - Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials,* 2011:
202. Majer, S., K. Stecher, P. Adler, D. Thrän, and F. Müller-Langer, Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) Institut für Verkehrsforschung, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), *Kurzstudie: Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen,* 2013:
203. Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), *Jahresbericht 2018,* 2018:
204. FuelsEurope, *Vision 2050 - A pathway for the evolution of the refining industry and liquid fuels,* 2019:
205. Powell, D.N., N. Hill, J. Bates, D.N. Bottrell, M. Biedka, B. White, T. Pine, S. Carter, J. Patterson, and S. Yucel, concawe, Ricardo, *Impact Analysis of Mass EV Adoption and Low Carbon Intensity Fuels Scenarios,* 2018:
206. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Ungeliebt, aber unentbehrlich. Bedarf und Produktion von Mineralöl im künftigen Energiemix.,* 2011:
207. Birol, F. International Energy Agenca (IEA). *Oil 2019: Analysis and forecasts to 2024*. 2019 [Zugriff am 15.08.2019]; Verfügbar über: https://www.iea.org/oil2019/.
208. European Academies Science Advisory Council (EASAC), *A study on the EU oil shale industry – viewed in the light of the Estonian experience,* 2007:

209. Ordorica-Garcia, J.G., *Development of Optimal Energy Infrastructures for the Oil Sands Industry in a CO2-constrained World*. 2007, University of Waterloo.
210. Rocky Mountain News. *Shell's ingenious approach to oil shale is pretty slick*. 2005 [Zugriff am 15.08.2019]; Verfügbar über: https://web.archive.org/web/20080420145917/http:/www.rockymountainnews.com/drmn/news_columnists/article/0%2C1299%2CDRMN_86_4051709%2C00.html.
211. Bartis, J.T., T. LaTourrette, L. Dixon, D.J. Peterson, and G. Cecchine, RAND, *Oil Shale Development in the United States - Prospects and Policy Issues,* 2005:
212. Warnecke, D.W., D.J. Karanikas, D.B. Levell, D.C. Mesters, D.J. Adolf, D.M. Kofod, D.J. Schreckenberg, and D.K. Wilbrand, Shell Deutschland, *Erdgas - Eine Brückentechnologie fpr die Mobilität der Zukunft?,* 2013:
213. Qin, S., S. Chang, and Q. Yao, *Modeling, thermodynamic and techno-economic analysis of coal-to-liquids process with different entrained flow coal gasifiers.* Applied Energy, 2018. **229**: p. 413-432.
214. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung,* 2016:
215. *RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*, E. Union, Editor. 2018.
216. European Comission. *Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II)*. 2018 [Zugriff am 15.08.2019]; Verfügbar über: https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/renewable-energy-recast-2030-red-ii.
217. Die Bundesregierung. *Sondergutachten "Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik" - Wege zur CO2-Bepreisung* 2019 [Zugriff am 15.08.2019]; Verfügbar über: https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/sondergutachten-co2-bepreisung-1647516.
218. Feld, P.D.D.h.c.L.P., P.D.C.M. Schmidt, P.D.I. Schnabel, P.D.A. Truger, and P.V. Wieland, Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, *AUFBRUCH ZU EINER NEUEN KLIMAPOLITIK,* 2019:
219. Spiegel Online. *Gutachten zur CO2-Steuer Forscher - halten Systemwechsel für nötig* 2019 [Zugriff am 15.08.2019]; Verfügbar über: https://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/klimasteuer-der-co2-preis-soll-nicht-die-staatskasse-fuellen-a-1276939.html.
220. Bräuninger, M. and M.-O. Teuber, ETR: Economic Trends Research GbR, *Steuern und regulierungsbedingte Belastungen von Energie und Fahrzeugen für den mobilen Individualverkehr,* 2019:
221. Power to X Allianz, *Ein Markteinführungsprogramm für Power to X-Technologien,* 2019:
222. Pengg, H., *Marktchancen erkennen - Erfolgreiche Marktprognosen mit Hilfe der S-Kurven-Methode*. 2003, Wirtschaftsuniversität Wien.
223. Marchetti, C. and N. Nakicenovic, *The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model,* 1979:
224. Vester, F., *Das Sensitivitätsmodell*. 1980, Frankfurt.
225. Bäumer, M., H. Hautzinger, M. Pfeiffer, W. Stock, B. Lenz, T. Kuhnimhof, and K. Köhler, Bundesanstalt für Straßenwesen (bast), IVT Research GmbH, Institut für Verkehrsforschung DLR, *Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko (V 291),* 2014:
226. Mayer, H. and P. Fehrentz, Statistisches Bundesamt, *Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Weiterentwicklung der Berechnungen zum Energieverbrauch und zu den CO2 -Emissionen des Straßenverkehrs im Rahmen des NAMEA Rechenansatzes – Methodenbericht,* 2011:
227. Schorn, F., *Dynamische Simulation und Auslegung eines Power-to-Liquid-Konzeptes mit integrierter Wasserstoffproduktion*, in *Fakultät für Maschinenwesen*. 2018, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH).

228. Decker, M., F. Schorn, R.C. Samsun, R. Peters, and D. Stolten, *Off-grid power-to-fuel systems for a market launch scenario – A techno-economic assessment.* Applied Energy, 2019. **250**: p. 1099-1109.
229. Konstantin, P., *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 2013, Berlin Heidelberg: Springer.
230. Hau, E., *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5., neu bearb. Aufl. ed. 2014, Berlin: Springer Vieweg. XXII, 969 S.
231. Tjarks, G., *PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen*, in *Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)*. 2017, RWTH Aachen.
232. Peters, M.S., K.D. Timmerhaus, R.E. West, K. Timmerhaus, and R. West, *Plant design and economics for chemical engineers*. 2004, New York: McGraw-Hill.
233. Moser, A., *Skriptum zur Vorlesung „Planung und Betrieb von Elektrizitätsversorgungssystemen"*. 2016, Aachen.
234. Kunz, C., Agentur für erneuerbare Energie, *Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke,* 2012:
235. Ridjan, I., B.V. Mathiesen, and D. Connolly, *Synthetic fuel production costs by means of solid oxide electrolysis cells.* Energy, 2014. **76**: p. 104-113.
236. U.S. Department of Energy - Hydrogen Fuel Cell Program. *Production Case Studies - Future Central Hydrogen Production from PEM Electrolysis version 3.101*. [Zugriff am 13.12.2017]; Verfügbar über: https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_prod_studies.html.
237. Wiser, R., K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz, and A. Smith, *Forecasting wind energy costs and cost drivers.* LBNL—1005717, 2016.
238. Ainscough, C., D. Peterson, and E. Miller, *DOE Hydrogen and fuel cells program record 14004.* US Department of Energy, Tech. Rep, 2014. **7**.
239. Michalski, J., U. Bünger, F. Crotogino, S. Donadei, G.-S. Schneider, T. Pregger, K.-K. Cao, and D. Heide, *Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition.* International Journal of Hydrogen Energy, 2017. **42**(19): p. 13427-13443.
240. Otto, A., *Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie*, in *Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)*. 2015, RWTH Aachen University, Diss.: Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ;. p. VIII, 272 S.
241. Trost, T., S. Horn, M. Jentsch, and M. Sterner, *Erneuerbares Methan: Analyse der CO2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland.* Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2012. **36**(3): p. 173-190.
242. Buttler, A. and H. Spliethoff, *Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.
243. Robinius, M., *Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Strassenverkehrs mit Wasserstoff* Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ;. Vol. 300. 2015, Jülich: Forschungszentrum, Zentralbibliothek. 1 Online-Ressource (VI, 255 Seiten).
244. Konstantin, P., *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung,-transport und-beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*. 2017: Springer Vieweg.
245. Erdmann, G. and P. Zweifel, *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*. 2008, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
246. Wöltje, J., *Investition und Finanzierung-mit Arbeitshilfen online: Grundlagen, Verfahren, Übungsaufgaben und Lösungen*. 2013: Haufe-Lexware.
247. Hart, W.E., J.-P. Watson, and D.L. Woodruff, *Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python.* Mathematical Programming Computation, 2011. **3**(3): p. 219.

248. Manager Magazin. *Norweger bauen gigantische Fabrik für Wunder-Diesel*. 2017 [Zugriff am 30.11.2017]; Verfügbar über: http://www.manager-magazin.de/unternehmen/autoindustrie/norwegen-investoren-bauen-fabrik-fuer-wunder-diesel-a-1156215.html.
249. Shell, *Technische Details (Version 2.0) Shell GTL Fuel - Synthethic Technology for Cleaner Air*.
250. Robinius, M., J. Linßen, T. Grube, M. Reuß, P. Stenzel, K. Syranidis, P. Kuckertz, and D. Stolten, *Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles,* 2018: V. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek.
251. Dieckmann, R., *Analyse des Veredelungsprozesses von synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten zu modernen Verkehrskraftstoffen*, in *Prozesswissenschaften*. 2018, Technische Universität Berlin.
252. Burklé-Vitzthum, V., R. Bounaceur, P.M. Marquaire, F. Montel, and L. Fusetti, *Thermal evolution of n- and iso-alkanes in oils. Part 1: Pyrolysis model for a mixture of 78 alkanes (C1–C32) including 13,206 free radical reactions.* Organic Geochemistry, 2011. **42**(5): p. 439-450.
253. Europäisches Komitee für Normung, *590:2014-04: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Dieselkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 590:2013 + AC:2014*. 2014.
254. *ASTM D7566.*
255. Bäumer, M., H. Hautzinger, M. Pfeiffer, W. Stock, B. Lenz, T. Kuhnimhof, and K. Köhler, Bundesanstalt für Straßenwesen (bast), IVT Research GmbH, Institut für Verkehrsforschung DLR, *Fahrleistungserhebung 2014 – Inländerfahrleistung (V 290),* 2014:
256. Kraftfahrtbundesamt (KBA). *Verkehr in Kilometern - Inländerfahrleistung*. 2019 [Zugriff am 24.09.2019]; Verfügbar über: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html.
257. Schmidt, N., C. Kille, B. Schroer, and A. Wandel, Fraunhofer ATL, KPMG, *Wirtschaftliche Rahmenbedingungendes Güterverkehrs,* 2008:
258. Stenning, J., Cambridge Econometrics, *Trucking into a Greener Future: the economic impact of decarbonizing goods vehicles in Europe,* 2018:
259. Reuss, M., *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*, in *Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment*. 2019, RWTH Aachen University: Jülich. p. 205.
260. Beneke, N., *Techno-ökonomische Analyse des Beitrages unterschiedlicher Antriebsstrategien zur Erreichung der Klimaschutzziele*, in *Fakultät für Georessourcen und Materialtechnik*. 2018, Rheinisch-Westfälisch Technische Hochschule Aachen (RWTH).
261. statista. *Größte Volkswirtschaften: Länder mit dem größten BIP im Jahr 2018 (in Milliarden US-Dollar)*. 2019 [Zugriff am 24.09.2019]; Verfügbar über: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/157841/umfrage/ranking-der-20-laender-mit-dem-groessten-bruttoinlandsprodukt/.
262. *avus. 550 bis 2.000 kW. Biogas.* [Zugriff am 27.12.2017]; Verfügbar über: http://www.2-g.com/de/avus-527-bis-4-000-kw/.
263. Umweltbundesamt, *Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2016.*
264. *Regulation (EC) No 166/2006 of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning the establishment of a European Pollutant Release and Transfer Register and amending Council Directives 91/689/EEC and 96/61/EC Text with EEA relevance.* Official Journal of the European Union, 2006. **33**(04/02): p. 0001-0017.
265. *Bioenergie Brunsbüttel Contracting GmbH & Co. KG*. [Zugriff am 15.12.2017]; Verfügbar über: http://www.seeger-engineering.eu/de/referenzen/biomasse-heizkraftwerke/178-bioenergie-brunsbuettel-contracting-gmbh-a-co-kg.
266. Stolten, D., L. Blum, R. Peters, W. Lehnert, M. Müller, J. Mergel, and C. Korte, *IEK-3 report 2013: langlebige elektrochemische Verfahrenstechnik*. Schriften des Forschungszentrums Jülich.

Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ;. Vol. 172. 2013, Jülich: Forschungszentrum, Zentralbibliothek. 181 S.

267. Bertuccioli, L., A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, and E. Standen, *Development of water electrolysis in the European Union,* 2014:
268. Fernandes, N., *Finance for Executives: A Practical Guide for Managers*. 2014.
269. *Characterization and Properties of Petroleum Fractions.*
270. U.S. Department of Energy - Energy Efficiency. *Steam Turbine Calculator*. [Zugriff am 19.09.2018]; Verfügbar über: https://elliott-turbo.com/TurbineCalculator.
271. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 2017,* 2017:
272. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 2010,* 2010:
273. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 2003,* 2003:
274. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 1996,* 1996:
275. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 1989,* 1989:
276. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 1979,* 1979:
277. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 1970,* 1970:
278. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 1962,* 1962:
279. Verband der Chemischen Industrie e. V., *Chemiewirtschaft in Zahlen 1955,* 1955:
280. Fischedick, M., Schoof, R., et al., *Sektorenkopplung als Herausforderung und Chance für das Energieland NRW: Handlungsoptionen einer Expertengruppe im Netzwerk Netze und Speicher der Energie-Agentur.NRW im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen*. 2017: Energieagentur.NRW.

Abkürzungsverzeichnis

ASTM	American Society for Testing and Materials
BEV	Battery electric vehicle
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BLGMF	Black-Liquor-Gasification-to-Motor Fuels
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BtL	Biomass-to-Liquid
BÜ	Betriebsüberwachung
BVWP	Bundesverkehrswegeplan
CAPEX	Capital expenditure
CNG	Compressed natural gas
cur	Curtailment
DE	Diesel equivalent
DME	Dimethylether
EE	Erneuerbare Energie
EEA	European Environmental Agency
E-PRTR	European Pollutant Release and Transfer Register
FC	Fuel cell
FCEV	Fuel cell electric vehicle
FLH	Full load hours
FT	Fischer-Tropsch
GE	Gasoline equivalent
HTFT	High temperature Fischer-Tropsch
ICE	Internal combustion engine
KBA	Kraftfahrbundesamt
LFZM	Land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied natural gas
LTFT	Low temperature Fischer-Tropsch
MEA	Monoethanolamin
MENA	Middle East and Northern Africa
MeOH	Methanol
MIQP	Mixed Integer Quadratic Program
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MON	Motor octane number
MtG	Methanol-to-Gasoline
MtO	Methanol-to-Olefins
NDC	Nationally Determined Contribution
NPC	Net Production Costs
NzV	Nicht zugeordneten Verbrauch

O&M	Operating & Maintenance
OL	Oberleitung
OME	Polyoximethylendimethylether
OPEX	Operational expenditure
PEMEL	Proton exchange membrane electrolysis
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle
pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PROG	Progressiv
PSA	Pressure swing adsorption
PtF	Power-to-Fuel
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
RED	Renewable Energy Directive
RON	Research octane number
rWGS	Reverse water gas shift reaction
SNG	Synthetic natural gas
SZM	Sattelzugmaschinen
tkm	Tonnenkilometer
TREMOD	Transport Emission Model
TSA	Temperature swing adsorption
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WEA	Windenergieanlage

Symbolverzeichnis

A	Ausgangswert der S-Kurve
a_n	Annuitätenfaktor
C	Anschaffungskosten
c	Wachstumsfaktor der Exponentialfunktion
d	Distanz
$F_{inst,i}$	Kostenfaktor für Installation
G	Gesamtwachstum der S-Kurve
H_u	Unterer Heizwert
i	Kalkulatorischer Zinssatz
K	Kosten
k	Steigungsparameter
k_h	Steigungsparameter in Hyperbolikusformulierung
P	Leistung
R	Rauigkeitslänge
S	Grundwert der Exponentialfunktion
S_i	Skalenmultiplikator
t	Zeit
t_0	Zeitpunkt an dem halbes Wachstum der S-Kurve erreicht ist
v	Geschwindigkeit
x_m	Maximum der Wahrscheinlichkeitsdichte
lx_o	Obere Grenze
x_u	Untere Grenze
α	Kettenwachstumswahrscheinlichkeit
$\Delta_R H^0$	Reaktionsenthalpie
η_A	Anlagenwirkungsgrad
η_{CCE}	Chemischer Wirkungsgrad
η_{PtF}	Power-to-Fuel Wirkungsgrad
$\eta_{Vergasung}$	Vergasungswirkungsgrad

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Gliederung der Arbeit und inhaltliche Zusammenhänge 4
Abbildung 2.1: Verhältnis der Szenarienkennzahlen 7
Abbildung 2.2: Studienvergleich bezüglich der Verkehrsleistungsentwicklung Straßengüterverkehr (oben) und Straßenpersonenverkehr (unten) bis 2050 11
Abbildung 2.3: Literaturszenarien zur Neuzulassungszusammensetzung von Lkw über 12t (inklusive Sattelzugmaschinen) nach Antriebsarten Verbrennungsmotor (ICE), Plug-in Hybrid (PHEV), Batteriefahrzeug (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV), sowie in Kombination mit elektrifizierten Oberleitungen (OL) 14
Abbildung 2.4: Literaturszenarien zur Neuzulassungszusammensetzung von Lkw zwischen 3,5 t und 12 t nach Antriebsarten Verbrennungsmotor (ICE), Plug-in Hybrid (PHEV), Batteriefahrzeug (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV) 15
Abbildung 2.5: Literaturszenarien zur Neuzulassungszusammensetzung von Lkw unter 3,5 t nach Antriebsarten Verbrennungsmotor (ICE), Plug-in Hybrid (PHEV), Batteriefahrzeug (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV) 16
Abbildung 2.6: Verfahrensfließbild der FT-Synthese nach Becker et al. [69] 20
Abbildung 2.7: Verfahrensfließbild bestehend aus PEM-Elektrolyse, rWGS, FT-Synthese und Produkttrennung nach König [70] 20
Abbildung 2.8: Verfahrensfließbild der FT-Synthese nach Schemme [71, S. 147] 21
Abbildung 2.9: Syntheserouten zu OME3-5. Darstellung von Schemme [71] 23
Abbildung 2.10: Schematische Darstellung der möglichen Implementierungsstrategien von PtF-Anlagen 30
Abbildung 2.11: Erneuerbare Energien im deutschen Verkehrssektor [150] 37
Abbildung 2.12: Produktionspfade zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation nach Huber [163] 39
Abbildung 2.13: Vergleich der Biokraftstoffpotenziale in verschiedenen Studien 48
Abbildung 2.14: Systemdynamik zweier konkurrierender Hefezellenbestände mit stärkenden (+) und schwächenden (-) Einflüssen nach Pengg [222]. Selbstverstärkende Regelkreise sind rot, und stabilisierende blau dargestellt. 53
Abbildung 2.15: Systemdynamik zweier konkurrierender Unternehmen mit stärkenden (+) und schwächenden (-) Einflüssen nach Pengg [222]. Selbstverstärkende Regelkreise sind rot, und stabilisierende blau dargestellt. 54
Abbildung 2.16: Schematische Darstellung der S-Kurve mit Kennzeichnung der Kurvenparameter 55
Abbildung 3.1: Veranschaulichung der Methodik zur Umrechnung der Szenarienkennzahlen 58
Abbildung 3.2: Oberste Ebene des Matlab-Simulink-Modells für ein Inselsystem 61
Abbildung 3.3: Einschränkung der Leistungskennlinie [231] des Elektrolyseurs bei $\boldsymbol{\eta min, PEMEL = 0,65}$ (rot) und $\boldsymbol{\eta min, PEMEL = 0,69}$ (grün) 64
Abbildung 3.4: Beispielhafter Verlauf der produzierten Wasserstoffmenge und des daraus resultierenden Speicherstandes am Standort Cuxhaven 65
Abbildung 3.5: Aufteilung einer Anfangsinvestition (CAPEX) in jährlich konstante Annuitäten (k), nach [246] 69
Abbildung 3.6: Übersicht der angewandten Methodik zur Berechnung der Produktgestehungskosten, Abbildung angelehnt an König [70] 70

Abbildung 3.7: Aufbau der Optimierungsmodelle für die Energieversorgung des Verkehrssektors inklusive der exogenen definierten Randbedingungen (rot), des Modelloutputs (grün) und der szenarioabhängigen Randbedingungen (gelb) 72
Abbildung 3.8: Fließbilddiagramm des Systemmodells mit den Modellobjekten Sources, Transformers, Hubs und Sinks 73
Abbildung 3.9: Wahrscheinlichkeitsdichte einer Gammaverteilung mit den drei Kenngrößen $\boldsymbol{xu}$, $\boldsymbol{xo}$ und $\boldsymbol{xm}$ 74
Abbildung 3.10: Spezifische Investitionskosten der Syntheseprozesse Methanol, Methanol-to-Gasoline (MtG), Fischer-Tropsch (FT) und OME in Abhängigkeit der Anlagengröße nach Schemme [71] 76
Abbildung 3.11: Vereinfachtes Fließbild des Verfahrenskonzeptes zur Veredelung von FT-Syntheseprodukte in die normgerechten Kraftstoffe Diesel (rot), Benzin (lila) und Kerosin (blau) 81
Abbildung 4.1: Aufteilung der Szenarienkennzahlen Bestand, Fahrleistung, Verbrauch und Transportleistung der Nutzfahrzeuge nach Fahrzeugklasse 87
Abbildung 4.2: Berechnete Bestandsentwicklung von 2010 bis 2050 der Lkws aufgeteilt nach Gewichtsklassen <3,5 t, <7,5 t, <12 t und >12 t 88
Abbildung 4.3: Berechnete Bestandsentwicklung von 2010 bis 2050 der Zugmaschinen aufgeteilt nach Aufbauarten Sattelzugmaschinen, land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen (LFZM) und sonstige Zugmaschinen 88
Abbildung 4.4: Berechnete Bestandsentwicklung von 2010 bis 2050 der Busse aufgeteilt nach Einsatzarten Reisebus, Linienbus und sonstige Busse 89
Abbildung 4.5: Zusammenfassung der Bestandsentwicklungsprognose für den Nutzverkehr 89
Abbildung 4.6: Theoretischer Kraftstoffverbrauchsentwicklung des Bestands (Inländer) unter der Annahme gleichbleibender Verbräuche ab 2010 90
Abbildung 4.7: Berechnete Gesamtfahrleistungen des inländischen Nutzverkehrs 90
Abbildung 4.8: Vergleich der Bestandsentwicklung leichter Nutzfahrzeuge (< 3,5 t) nach Antriebsart zwischen den Szenarien PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 93
Abbildung 4.9: Vergleich der Bestandsentwicklung von Sattelzugmaschinen nach Antriebsart zwischen den Szenarien PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 94
Abbildung 4.10: Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen nach Fahrzeugklasse im PROG-FC Szenario 97
Abbildung 4.11: Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen nach Fahrzeugklasse im PROG-Mix Szenario 97
Abbildung 4.12: Gegenüberstellung des Transportbedarfs der fünf betrachteten Szenarien vom Straßennutzverkehr (oben) und Straßenpersonenverkehr (unten) 98
Abbildung 5.1: Energiebereitstellung des Verkehrssektors für das Jahr 2010 102
Abbildung 5.2: Modellergebnisse für die Energieversorgung des Verkehrs unter CO_2-Emissionsrestriktionen der fünf Szenarien 104
Abbildung 5.3: Schematischer Aufbau des Monte-Carlo Modells 106
Abbildung 5.4: Ergebnisdarstellung als Wasserstoffbedarf in 2050 für die PtF-Anwendungen aus der Monte-Carlo-Simulation 107
Abbildung 5.5: Ergebnisdarstellung als PtF-Kraftstoffbedarf in 2050 für die PtF-Anwendungen aus der Monte-Carlo-Simulation 107
Abbildung 6.1: Übersicht der erreichbaren FLH an den getesteten Windstandorten aus Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes [133]. Regionen zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen aus Michalski et al. [239] 110

Abbildung 6.2: Übersicht der verfügbaren CO_2-Punktquellen entlang der Nordseeküste und theoretischer Methanolsyntheseleistung nach Gleichung 6.1, Daten aus [97] 111
Abbildung 6.3: Modellausgabe von erzeugter Windstromleistung $\boldsymbol{Pel}, \boldsymbol{Park}$, Outputleistung des Elektrolyseurs $\boldsymbol{PH2}$, Eingangsleistung der Synthese $\boldsymbol{PSynthese}, \boldsymbol{ein}$ und Speicherstand für den Jahresbetrieb bei der Windgeschwindigkeit $\boldsymbol{vWind}, \boldsymbol{Nabe}$ für den Referenzfall 113
Abbildung 6.4: Gegenüberstellung der Ergebnisse von der Methanolsynthese und Fischer-Tropsch-Synthese am Standort Cuxhaven 114
Abbildung 6.5: Gegenüberstellung der Herstellungskosten für die Methanolsynthese an den Standorten Cuxhaven, Büsum und Emden 115
Abbildung 6.6: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse im Tornadodiagramm basierend auf den Referenzfall 118
Abbildung 6.7: Kraftstoffgestehungskosten unter Variation des kalkulatorischen Zinssatzes (WACC) basierend auf den Referenzfall 119
Abbildung 6.8: Übersicht der Energie- (gestrichelt) und Massenströme (durchgezogen) des Teilprozesses Naphtha-Hydroisomerisierung 125
Abbildung 7.1: Annahmen für Variationen der Wasserstoffbezugskosten in Abhängigkeit der Produktionsstandortdistanz zur Wasserstoffquelle für Fälle 2 und 3 130
Abbildung 7.2: Gegenüberstellung jährlicher Gesamtkosten der PtF-Kraftstoffproduktion für unterschiedliche Wasserstoffbezugskostenstrukturen nach Fall 1 bis 3 131
Abbildung 7.3: Produktgestehungskosten aller PtF-Anlagen mit konstantem Wasserstoffpreis (Fall 1) 132
Abbildung 7.4: Kraftstoffeinsatz nach Energiequelle für 5 Fälle mit unterschiedlichen alternativen Kraftstoffmöglichkeiten 134
Abbildung 7.5: Produktgestehungskosten aller PtF-Anlagen für den OME Fall mit konstantem Wasserstoffpreis 135
Abbildung 7.6: Gegenüberstellung der jährlichen Kosten der PtF-Herstellung in verschiedenen Fällen 136
Abbildung 8.1: Historische Entwicklung der Produktionskapazität von ausgewählten Basischemikalien 140
Abbildung 8.2: S-Kurvenanpassung an historische Wachstumsphasen der chemischen Industrie zur Ableitung des Steigungsparameters $\boldsymbol{k}$ 140
Abbildung 8.3: Berechnung des Marktwachstumsphase von PtF-Anlagen zur klimafreundlichen Energieversorgung des Verkehrs 142
Abbildung 8.4: Zeitlicher Verlauf des Aufbaus von PtF Produktionskapazitäten und der jährlichen Investitionskosten mit $\boldsymbol{k}$=2,85 als Steigungsparameter der S-Kurve 143
Abbildung 8.5: Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufs des Wasserstoffbedarfs im Szenario PROG-FC und PROG-Mix 144
Abbildung 8.6: Zeitlicher Verlauf des Wasserstoffbedarfs im Szenario PROG-Mix bei einer CO_2-Reduktion von 95 % 145

Abbildung A. 1: Aspenfließbild des modellierten Hydrocrackers 187
Abbildung A. 2: Aspenfließbild der modellierten Fraktionierung 188
Abbildung A. 3: Aspenfließbild des modellierten Hydrotreaters 188
Abbildung A. 4: Aspenfließbild der modellierten Naphtha Hydroisomerisation 188
Abbildung A. 5: Aspenfließbild des modellierten Katalytischen Reformers 189
Abbildung A. 6: Aspenfließbild der modellierten C_4-Fraktionierung 189

Abbildung A. 7: Aspenfließbild dermodellierten Butan Hydroisomerisation 189
Abbildung A. 8: Aspenfließbild der modellierten Isobuten Alkylierung 190
Abbildung A. 9: Aspenfließbild der modellierten Aromatischen Alkylierung 190
Abbildung A. 10: Aspenfließbild der modellierten Kerosin Hydroisomerisation 190
Abbildung A. 11: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <2 t 191
Abbildung A. 12: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <2,8 t 191
Abbildung A. 13: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <3,5 t 191
Abbildung A. 14: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <4 t 192
Abbildung A. 15: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <5 t 192
Abbildung A. 16: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <6 t 192
Abbildung A. 17: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <7 t 192
Abbildung A. 18: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <7,5 t 193
Abbildung A. 19: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <8 t 193
Abbildung A. 20: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <9 t 193
Abbildung A. 21: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <10 t 193
Abbildung A. 22: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <12 t 194
Abbildung A. 23: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <14 t 194
Abbildung A. 24: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <16 t 194
Abbildung A. 25: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <18 t 194
Abbildung A. 26: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <20 t 195
Abbildung A. 27: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <22 t 195
Abbildung A. 28: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <24 t 195
Abbildung A. 29: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <26 t 195
Abbildung A. 30: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw >26 t 196
Abbildung A. 31: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 3,5 t und 6 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 196
Abbildung A. 32: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 6 t und 7,5 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 196
Abbildung A. 33: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 7,5 t und 12 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 197
Abbildung A. 34: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 12 t und 20 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 197
Abbildung A. 35: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 20 t und 26 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 198
Abbildung A. 36: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der land- und forstwirtschaftlichen Zugmaschinen (LFZM) im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 198
Abbildung A. 37: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der sonstigen Zugmaschinen im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 198
Abbildung A. 38: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Linienbusse im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 199
Abbildung A. 39: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Reisebusse im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts) 199
Abbildung A. 40: Energie- und Massenbilanz des Hydrockrackers im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 218
Abbildung A. 41: Energie- und Massenbilanz der Fraktionierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 218

Abbildung A. 42: Energie- und Massenbilanz des Hydrotreatings im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 219
Abbildung A. 43: Energie- und Massenbilanz der Katalytischen Reformierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 219
Abbildung A. 44: Energie- und Massenbilanz der C4-Fraktionierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 220
Abbildung A. 45: Energie- und Massenbilanz der Butan Hydroisomerisation im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 220
Abbildung A. 46: Energie- und Massenbilanz der Isobuten-Alkylierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 221
Abbildung A. 47: Energie- und Massenbilanz der Aromatische Alkylierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 221
Abbildung A. 48: Energie- und Massenbilanz der Kerosin Hydroisomerisation im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h) 222
Abbildung A. 49: Anlagenübersicht DME Fall 241
Abbildung A. 50: Anlagenübersicht SNG-1 Fall 241
Abbildung A. 51: Anlagenübersicht SNG-2 Fall 242

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Übersicht der wichtigsten verwendeten Studien 8
Tabelle 2.2: Nationale Marktentwicklungsziele von Brennstoffzellenfahrzeugen verschiedener Länder bis 2030 nach [52] 12
Tabelle 2.3: Produktzusammensetzung verschiedener Fischer-Tropsch Verfahren [62]..... 18
Tabelle 2.4: Gegenüberstellung der Massen- und Energiebilanzen der vorgestellten Kraftstoffsynthesen aus H_2 und CO_2 normiert auf 1 kg Produkt 25
Tabelle 2.5: Aktuelle Mengen an CO2 Emissionen an industriellen Standorten (Stand 2015) [97] und entsprechende Potenziale für die CO2-Abtrennung und -Nutzung 31
Tabelle 2.6: Szenarienergebnisse aus E-Fuels Studie der dena [11]..... 36
Tabelle 2.7: Vergleich von Syntheseprozesse über die Bioroute 43
Tabelle 2.8: Zusammenfassung der nationalen Biomassepotenziale aus unterschiedlichen Studien 46
Tabelle 3.1: Übersicht der Annahmen zur Berechnung der Investitionskosten..... 67
Tabelle 3.2: Übersicht der Annahmen zur Berechnung der direkten Betriebskosten 67
Tabelle 3.3: Faktoren zur Berechnung der indirekten Betriebskosten $\boldsymbol{OPEXindir}$ von WEA, Elektrolyseur und Salzkaverne 68
Tabelle 3.4: Zusammensetzung der indirekten Betriebskosten [92]..... 68
Tabelle 3.5: Parameter zur Aufstellung der Kostenkurven für die Syntheseprozesse zur Implementierung im Optimierungsmodell..... 76
Tabelle 3.6: Vergleich der Kraftstoffnorm EN228:2014 [80] für Benzin mit der FT-Naphthafraktion (C_5–C_{10}) 79
Tabelle 3.7: Vergleich der Kraftstoffnorm ASTM D7566 [254] für Jet-A1 Luftfahrtkraftstoff mit der FT-Kerosinfraktion 80
Tabelle 4.1: Durchschnittsfaktoren für die Berechnung der Szenarienkennzahlen in Tabelle 4.2 84
Tabelle 4.2: Ergebnisse der Szenarienkennzahlen für das Jahr 2010, berechnet aus den Bestandsdaten aus den Statisken des KBA [58] 85
Tabelle 4.3: S-Kurven-Parameter zur Beschreibung der Neuzulassungsstruktur von Nutzfahrzeugen nach Klassen im PROG-FC Szenario 92
Tabelle 4.4: S-Kurven-Parameter zur Beschreibung der Neuzulassungsstruktur von Nutzfahrzeugen nach Klassen im PROG-Mix Szenario 92
Tabelle 4.5: S-Kurven-Parameter zur Beschreibung der Neuzulassungsstruktur von Pkw in zwei Elektrifizierungsszenarien 95
Tabelle 4.6: Energiebedarf sonstiger Verkehrsträger..... 96
Tabelle 5.1: Gegenüberstellung Ergebnisse aus der Validierungssimulation mit Literaturdaten aus dem Jahr 2010 102
Tabelle 6.1: Fallanalysen Übersicht 112
Tabelle 6.2: Zwischenergebnisse für die Herstellungskosten: Vergleich der Kosten von Methanol- und FT-Synthese am Standort Cuxhaven (Fall 1 und 2) 114
Tabelle 6.3: $\boldsymbol{OPEXindir}$ der Methanolsynthese am Standort Cuxhaven (Fall 1) 115
Tabelle 6.4: Strom-, Wasserstoff- und Kraftstoffgestehungskosten für die Methanolsynthese an den Standorten Cuxhaven, Büsum und Emden..... 116

Tabelle 6.5: Einfluss der Volllaststundenvariation der Methanolsynthese am Standort Cuxhaven 117
Tabelle 6.6: Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für alle betrachteten Fälle 117
Tabelle 6.7: Annahmen für Best- und Wort Case Szenarien für die Sensitivitätsanalyse 118
Tabelle 6.8: Aufteilung der Produktströme des vorgestellten Veredelungsverfahrens nach Kraftstoffart 121
Tabelle 6.9: Vergleich der Stoffeigenschaften der veredelten Benzinfraktion mit der geltenden Norm EN228 122
Tabelle 6.10: Vergleich der Stoffeigenschaften der veredelten Kerosinfraktion mit der geltenden Norm ASTM D7566 123
Tabelle 6.11: Massenströme und Energieverbräuche der Einzelprozesse im simulierten Veredelungsverfahren 124
Tabelle 7.1: Verfügbare CO_2-Quellen [97] und verwendete Annahmen als Eingangsdaten für die Modellierung 128
Tabelle 7.2: Gegenüberstellung verschiedener Ergebniskennzahlen der drei berechneten Fälle 131
Tabelle 7.3: Übersicht und Rahmenbedingungen der fünf betrachteten alternative-Kraftstoff-Fälle 133
Tabelle 8.1: Kurvenparameter und Standardabweichung aus dem S-Kurvenfitting an die Wachstumsphasen der chemischen Industrieproduktion basierend auf historischen Daten 141
Tabelle 8.2: Gewählte S-Kurven-Parameter für die Beschreibung der Entwicklung von PtF-Produktionskapazitäten 141
Tabelle 8.3: Vergleich der Wasserstoffbedarfe für PtF-, Lkw- und Pkw-Anwendungen in den Entwicklungsszenarien PROG-FC und PROG-Mix 143
Tabelle 8.4: Wasserstoffbedarf für PtF-, Lkw- und Pkw-Anwendungen im Entwicklungsszenario PROG-Mix bei einer CO_2-Reduktion von 95 % 144

Tabelle A.1: Stoffzusammensetzung des Fischer-Tropsch Sysntheseproduktes 183
Tabelle A. 2: Inputdaten der Transformer für die Systemmodellierung 2030 200
Tabelle A. 3: Inputdaten der Transformer für die Systemmodellierung 2050 201
Tabelle A. 4: Gegenüberstellung der Bedarfsdefinitionen als Rahmendaten nach Szenario und Jahr der Systemoptimierung 203
Tabelle A. 5: Gegenüberstellung der Modellierungsergebnisse nach Szenario und Jahr 203
Tabelle A. 6: Eingangsdaten der Monte-Carlo-Simulation 207
Tabelle A. 7: Produktstrom der Veredelung: Benzinfraktion 209
Tabelle A. 8: Produktstrom der Veredelung: Kerosinfraktion 211
Tabelle A. 9: Produktstrom der Veredelung: Dieselfraktion 214
Tabelle A. 10: Liste der nutzbaren CO_2-Quellen und deren zugehörige Eingangsdaten 223
Tabelle A. 11: Ergebnisse der PtF-Produktionsinfrastrukturoptimierung unter drei Annahmen für Kostenstruktur von Wasserstoff 236
Tabelle A. 12: Ergebnisse der PtF-Produktionsinfrastrukturoptimierung mit verschiedenen alternativen Kraftstoffen 238

A. Anhang

A.1 Ergänzende Informationen zu Kapitel 3

Tabelle A.1: Stoffzusammensetzung des Fischer-Tropsch Sysntheseproduktes

Komponente	Summenformel	Massenanteil	Massenstrom
METHAN	CH4	56,000	1876,00
ETHAN	C2H6	10,000	335,00
ETHYLEN	C2H4	0,1000	33.5
PROPAN	C3H8	0.6	201,00
PROPYLEN	C3H6	1.5455	517.73
N-BUTAN	C4H10	1.1586	388.13
ISOBUTAN	C4H10	0,0414	13.87
CYCLOBUTAN	C4H8	0	0
1-BUTEN	C4H8	0.5904	197.77
CIS-2-BUTEN	C4H8	0.5904	197.77
TRANS-2-BUTEN	C4H8	0.5904	197.77
ISOBUTYLEN	C4H8	0,0825	27.63
N-PENTAN	C5H12	2.5353	849.31
2-METHYL-BUTAN	C5H12	0,0450	15.07
2,2-DIMETHYL-PROPAN	C5H12	0,0450	15.07
CYCLOPENTAN	C5H10	0	0
1-PENTEN	C5H10	0.5491	183.96
CIS-2-PENTEN	C5H10	0.5491	183.96
TRANS-2-PENTEN	C5H10	0.5491	183.96
2-METHYL-1-BUTEN	C5H10	0,0196	6.57
3-METHYL-1-BUTEN	C5H10	0,0196	6.57
2-METHYL-2-BUTEN	C5H10	0,0196	6.57
CYCLOPENTEN	C5H8	0	0
N-HEXAN	C6H14	2.535	849.23
2-METHYL-PENTAN	C6H14	0,0226	7.58
3-METHYL-PENTAN	C6H14	0,0226	7.58
2,2-DIMETHYL-BUTAN	C6H14	0,0226	7.58
2,3-DIMETHYL-BUTAN	C6H14	0,0226	7.58
CYCLOHEXAN	C6H12	0	0
1-HEXEN	C6H12	0.3295	110.38
CIS-2-HEXEN	C6H12	0.3295	110.38
TRANS-2-HEXEN	C6H12	0.3295	110.38
CIS-3-HEXEN	C6H12	0.3295	110.38
TRANS-3-HEXEN	C6H12	0.3295	110.38
2-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0,0059	1.97
3-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0,0059	1.97
4-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0,0059	1.97
2-METHYL-2-PENTEN	C6H12	0,0059	1.97
3-METHYL-CIS-2-PENTEN	C6H12	0,0059	1.97

4-METHYL-CIS-2-PENTEN	C6H12	0,0059	1.97
4-METHYL-TRANS-2-PENTEN	C6H12	0,0059	1.97
2,3-DIMETHYL-1-BUTEN	C6H12	0,0059	1.97
3,3-DIMETHYL-1-BUTEN	C6H12	0,0059	1.97
2,3-DIMETHYL-2-BUTEN	C6H12	0,0059	1.97
CYCLOHEXEN	C6H10	0	0
BENZEN	C6H6	0	0
N-HEPTAN	C7H16	1.6293	545.82
2-METHYLHEXAN	C7H16	0,0582	19.49
CYCLOHEPTAN	C7H14	0	0
1-HEPTEN	C7H14	1.0591	354.78
2-METHYL-1-HEXEN	C7H14	0,0378	12.67
CYCLOHEPTEN	C7H12	0	0
TOLUEN	C7H8	0	0
N-OCTAN	C8H18	1.6293	545.82
4-METHYLHEPTAN	C8H18	0,0291	9.75
3,4-DIMETHYLHEXAN	C8H18	0,0291	9.75
CYCLOOCTAN	C8H16	0	0
1-OCTEN	C8H16	1.0591	354.78
2-METHYL-1-HEPTEN	C8H16	0,0189	6.34
2,3-DIMETHYL-1-HEXEN	C8H16	0,0189	6.34
CYCLOOCTEN	C8H14	0	0
M-XYLEN	C8H10	0	0
N-NONAN	C9H20	1.6293	545.82
2-METHYLOCTAN	C9H20	0,0291	9.75
2,3-DIMETHYLHEPTAN	C9H20	0,0291	9.75
N-PROPYLCYCLOHEXAN	C9H18	0	0
1-NONEN	C9H18	1.0591	354.78
2-METHYL-1-OCTEN	C9H18	0,0378	12.67
ISOPROPYLBENZEN	C9H12	0	0
N-DECAN	C10H22	1.6293	545.82
5-METHYLNONAN	C10H22	0,0291	9.75
4,5-DIMETHYLOCTAN	C10H22	0,0291	9.75
N-BUTYLCYCLOHEXAN	C10H20	0	0
1-DECEN	C10H20	1.0591	354.78
2-METHYL-1-NONEN	C10H20	0,0378	12.67
ISOBUTYLBENZEN	C10H14	0	0
N-UNDECAN	C11H24	1.1695	391.78
2-METHYLDECAN	C11H24	0,0209	7,00
2,3-DIMETHYLNONAN	C11H24	0,0209	7,00
PENTYLCYCLOHEXAN	C11H22	0	0
1-UNDECEN	C11H22	0.1121	37.55
N-PENTYLBENZEN	C11H16	0	0
N-DODECAN	C12H26	1.1695	391.78
2-METHYLUNDECAN	C12H26	0,0209	7,00

2,3-DIMETHYLDECAN	C12H26	0,0209	7,00
N-HEPTYLCYCLOPENTAN	C12H24	0	0
1-DODECEN	C12H24	0.1121	37.55
N-HEXYLBENZEN	C12H18	0	0
N-TRIDECAN	C13H28	1.7542	587.66
2-METHYLDODECAN	C13H28	0,0418	13.99
2,3-DIMETHYLUNDECAN	C13H28	0,0418	13.99
N-OCTYLCYCLOPENTAN	C13H26	0	0
1-TRIDECEN	C13H26	0,0876	29.34
N-HEPTYLBENZEN	C13H20	0	0
N-TETRADECAN	C14H30	1.7542	587.66
2-METHYLTRIDECAN	C14H30	0,0418	13.99
2,3-DIMETHYLDODECAN	C14H30	0,0418	13.99
N-NONYLCYCLOPENTAN	C14H28	0	0
1-TETRADECEN	C14H28	0,0876	29.34
1,4-DIBUTYLBENZEN	C14H22	0	0
N-PENTADECAN	C15H32	1.7542	587.66
2-METHYLTETRADECAN	C15H32	0,0418	13.99
2,3-DIMETHYLTRIDECAN	C15H32	0,0418	13.99
N-DECYLCYCLOPENTAN	C15H30	0	0
1-PENTADECEN	C15H30	0,0876	29.34
N-NONYLBENZEN	C15H24	0	0
N-HEXADECAN	C16H34	1.7542	587.66
2-METHYLPENTADECAN	C16H34	0,0418	13.99
2,3-DIMETHYLTETRADECAN	C16H34	0,0418	13.99
N-DECYLCYCLOHEXAN	C16H32	0	0
1-HEXADECEN	C16H32	0,0876	29.34
N-DECYLBENZEN	C16H26	0	0
N-HEPTADECAN	C17H36	1.7542	587.66
4-METHYLHEXADECAN,	C17H36	0,0418	13.99
2,3-DIMETHYLPENTADECAN	C17H36	0,0418	13.99
N-DODECYLCYCLOPENTAN	C17H34	0	0
1-HEPTADECEN	C17H34	0,0876	29.34
N-UNDECYLBENZEN	C17H28	0	0
N-OCTADECAN	C18H38	1.7542	587.66
4-METHYLHEPTADECAN	C18H38	0,0418	13.99
2,3-DIMETHYLHEXADECAN	C18H38	0,0418	13.99
N-TRIDECYLCYCLOPENTAN	C18H36	0	0
1-OCTADECEN	C18H36	0,0876	29.34
N-DODECYLBENZEN	C18H30	0	0
N-NONADECAN	C19H40	1.7542	587.66
4-METHYLOCTADECAN	C19H40	0,0418	13.99
2,3-DIMETHYLHEPTADECAN	C19H40	0,0418	13.99
N-TETRADECYLCYCLOPENTAN	C19H38	0	0

1-NONADECEN	C19H38	0,0876	29.34
N-TRIDECYLBENZEN	C19H32	0	0
N-EICOSAN	C20H42	1.7542	587.66
4-METHYLNONADECAN	C20H42	0,0418	13.99
2,3-DIMETHYLOCTADECAN	C20H42	0,0418	13.99
N-PENTADECYLCYCLOPENTAN	C20H40	0	0
1-EICOSEN	C20H40	0,0876	29.34
N-TETRADECYLBENZEN	C20H34	0	0
N-HENICOSAN	C21H44	1.7542	587.66
4-METHYLEICOSAN	C21H44	0,0418	13.99
2,4-DIMETHYLNONADECAN	C21H44	0,0418	13.99
N-HEXADECYLCYCLOPENTAN	C21H42	0	0
1-HENICOSEN	C21H42	0,0876	29.34
N-PENTADECYLBENZEN	C21H36	0	0
N-DOCOSAN	C22H46	1.7542	587.66
4-METHYLHENICOSAN	C22H46	0,0418	13.99
2,4-DIMETHYLICOSAN	C22H46	0,0418	13.99
1-DOCOSEN	C22H44	0,0876	29.34
N-HEXADECYLBENZEN	C22H38	0	0
N-TRICOSAN	C23H48	2.7238	912.47
N-HEPTADECYLBENZEN	C23H40	0	0
N-TETRACOSAN	C24H50	2.7238	912.47
1-TETRACOSEN	C24H48	0	0
N-OCTADECYLBENZEN	C24H42	0	0
N-PENTACOSAN	C25H52	2.7238	912.47
N-HEXACOSAN	C26H54	2.7238	912.47
1-HEXACOSEN	C26H52	0	0
N-HEPTACOSAN	C27H56	2.7238	912.47
1-HEPTACOSEN	C27H54	0	0
N-OCTACOSAN	C28H58	2.7238	912.47
1-OCTACOSEN	C28H56	0	0
N-NONACOSAN	C29H60	2.7238	912.47
1-NONACOSEN	C29H58	0	0
N-TRIACONTAN	C30H62	4.5715	1531.45
1-TRIACONTEN	C30H60	0	0
N-DOTRIACONTAN	C32H66	6.0201	2017.04
N-HEXATRIACONTAN	C36H74	14.941	5005.24
METHANOL	CH4O	0.432	144.72
ETHANOL	C2H6O	0.9	301.5
1-PROPANOL	C3H8O	0.198	66.33
ISOPROPYL-ALCOHOL	C3H8O	0	0
N-BUTANOL	C4H10O	0.108	36.18
2-BUTANOL	C4H10O	0	0
ISOBUTANOL	C4H10O	0	0

1-PENTANOL	C5H12O	0,0720	24.12
2-PENTANOL	C5H12O	0	0
ACETALDEHYD	C2H4O	0,0180	6.03
N-PROPIONALDEHYD	C3H6O	0,0180	6.03
ACETON	C3H6O	0,0360	12.06
METHYL-ETHYL-KETON	C4H8O	0,0180	6.03
DIETHYL-KETON	C5H10O	0	0
ACETIC-ACID	C2H4O2	0	0
PROPIONIC-ACID	C3H6O2	0	0
N-BUTYRIC-ACID	C4H8O2	0	0

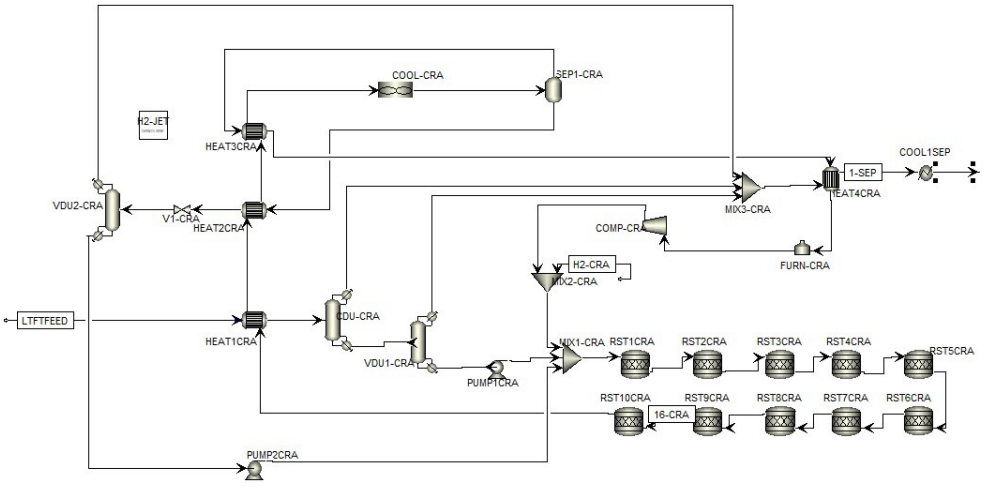


Abbildung A. 1: Aspenfließbild des modellierten Hydrocrackers

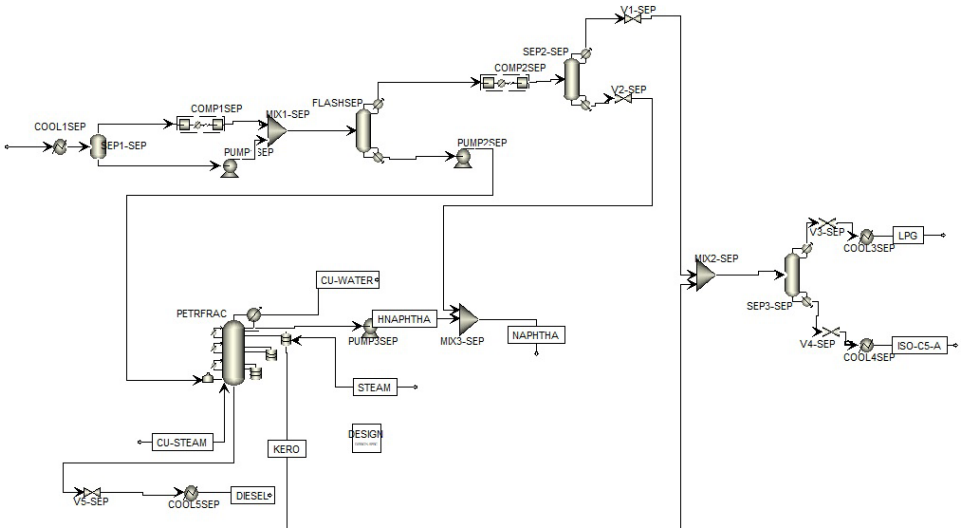


Abbildung A. 2: Aspenfließbild der modellierten Fraktionierung

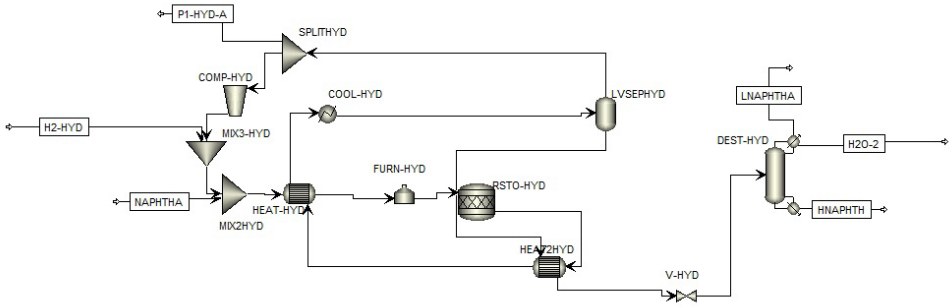


Abbildung A. 3: Aspenfließbild des modellierten Hydrotreaters

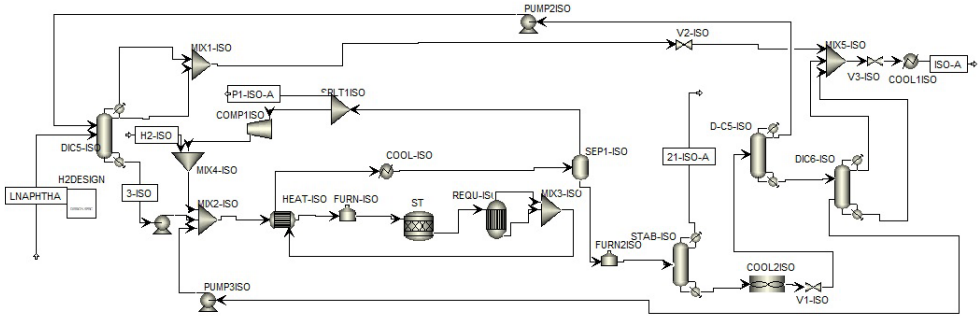


Abbildung A. 4: Aspenfließbild der modellierten Naphtha Hydroisomerisation

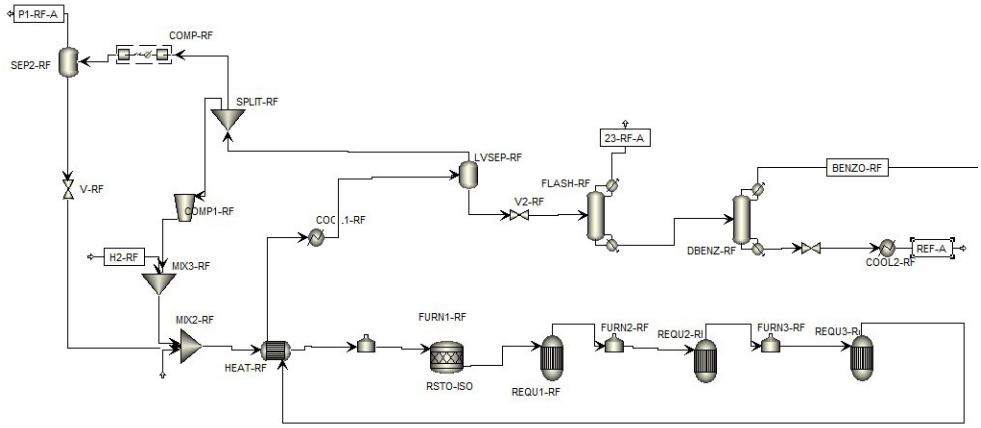


Abbildung A. 5: Aspenfließbild des modellierten Katalytischen Reformers

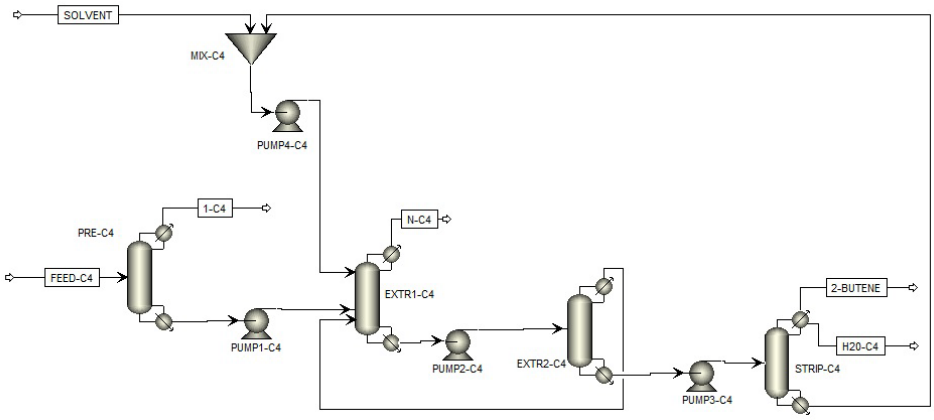


Abbildung A. 6: Aspenfließbild der modellierten C_4-Fraktionierung

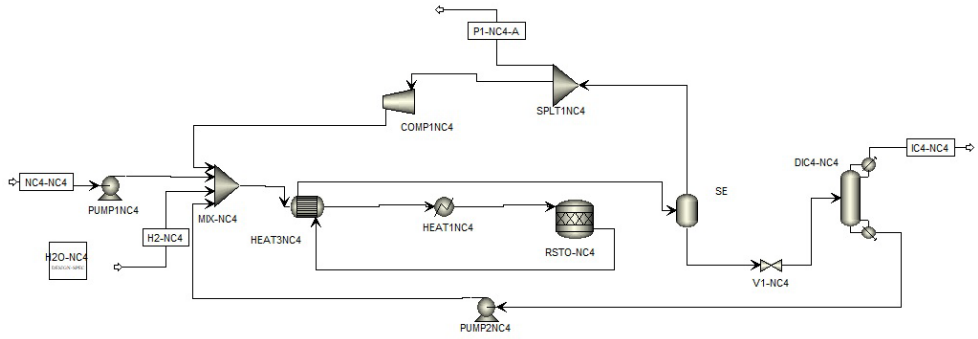


Abbildung A. 7: Aspenfließbild dermodellierten Butan Hydroisomerisation

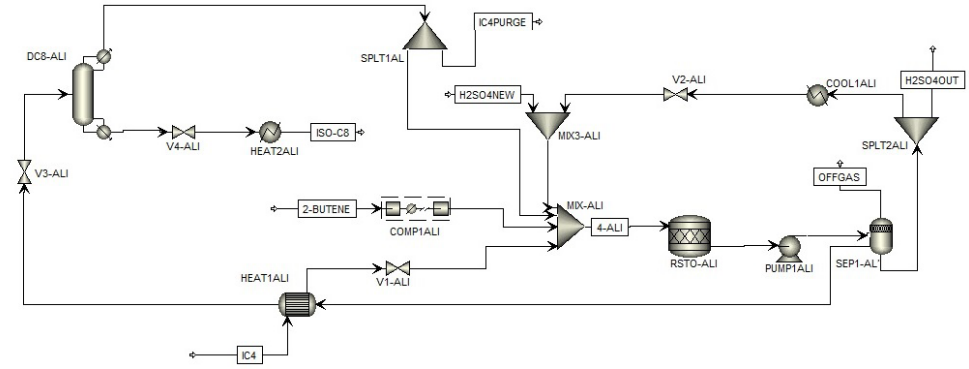


Abbildung A. 8: Aspenfließbild der modellierten Isobuten Alkylierung

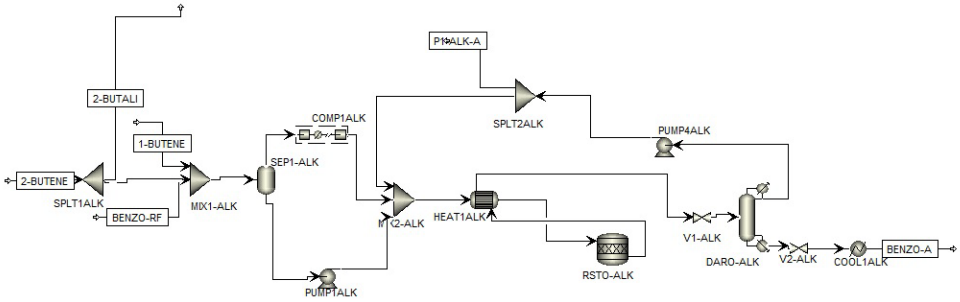


Abbildung A. 9: Aspenfließbild der modellierten Aromatischen Alkylierung

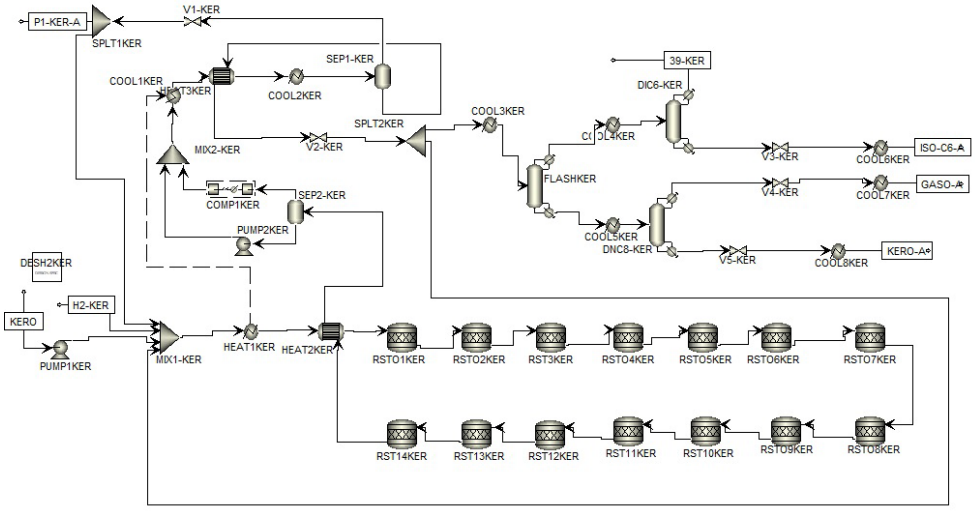


Abbildung A. 10: Aspenfließbild der modellierten Kerosin Hydroisomerisation

A.2 Ergänzende Informationen zu Kapitel 4

Bestandsprognosen anhand S-Kurvenanpassungen an die Nutzfahrzeugbestände

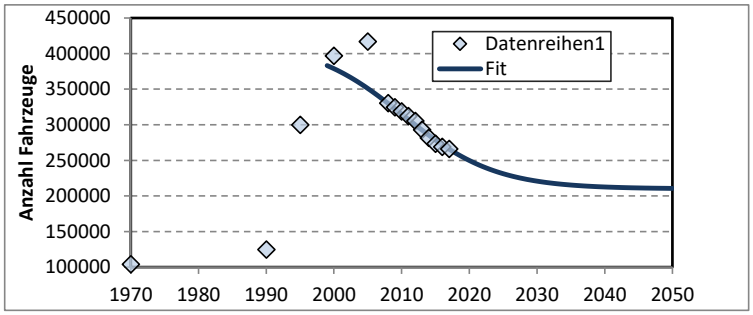


Abbildung A. 11: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <2 t

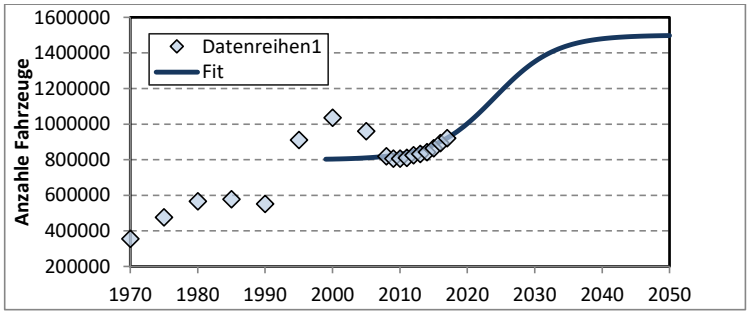


Abbildung A. 12: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <2,8 t

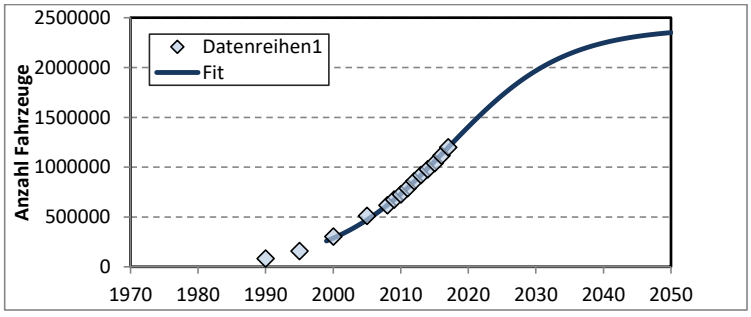


Abbildung A. 13: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <3,5 t

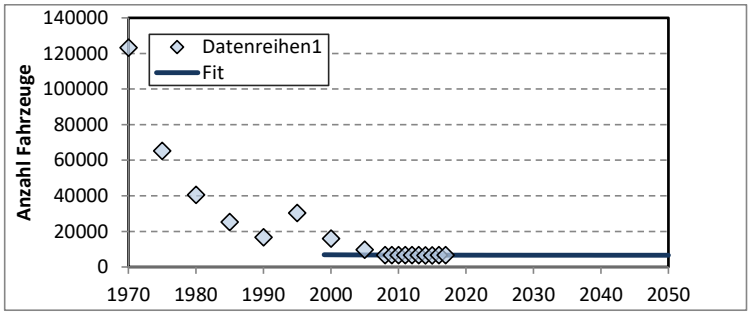


Abbildung A. 14: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <4 t

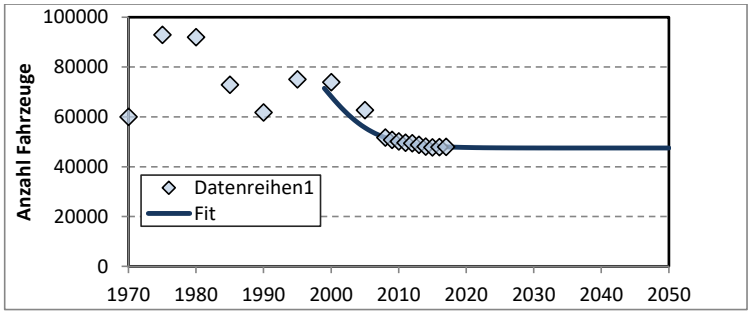


Abbildung A. 15: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <5 t

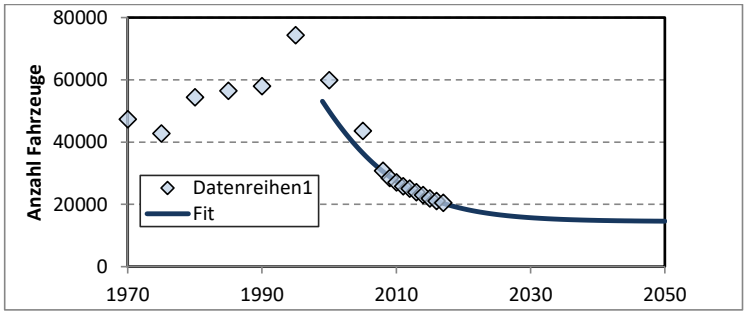


Abbildung A. 16: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <6 t

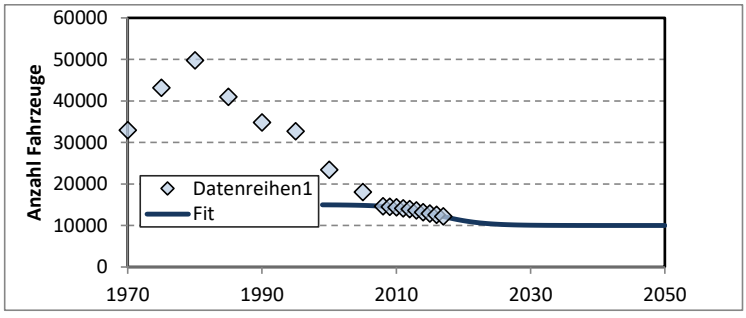


Abbildung A. 17: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <7 t

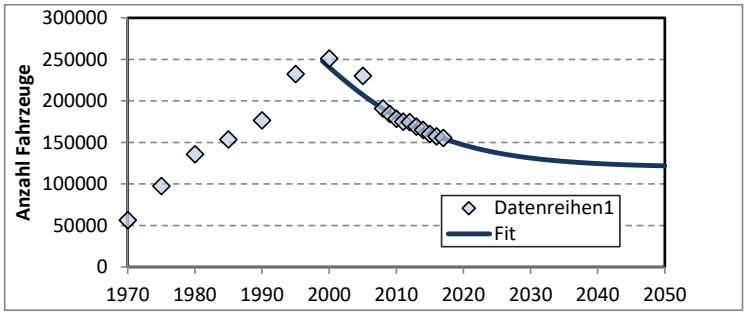


Abbildung A. 18: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <7,5 t

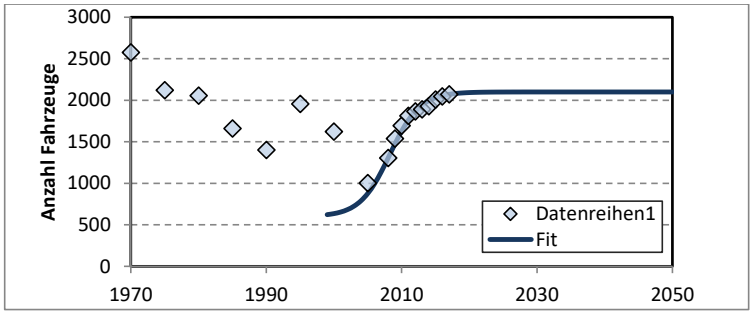


Abbildung A. 19: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <8 t

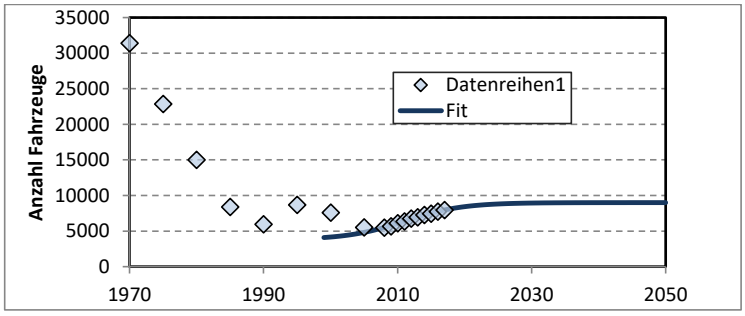


Abbildung A. 20: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <9 t

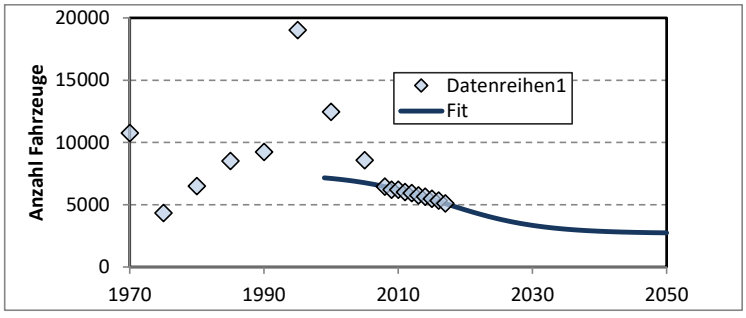


Abbildung A. 21: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <10 t

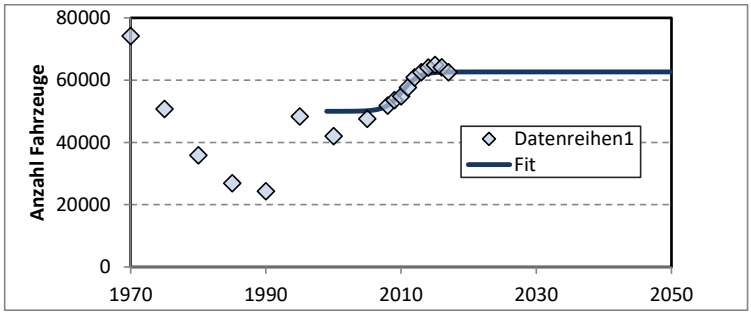


Abbildung A. 22: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <12 t

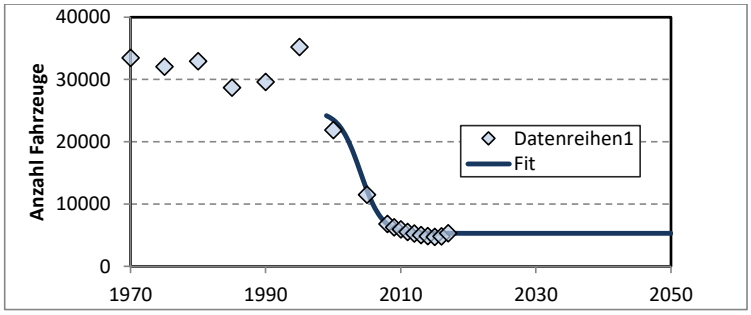


Abbildung A. 23: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <14 t

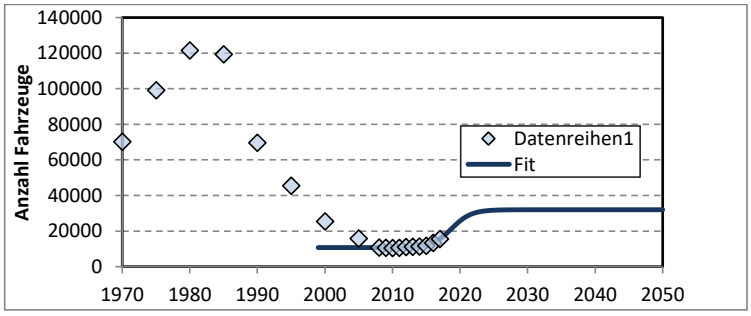


Abbildung A. 24: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <16 t

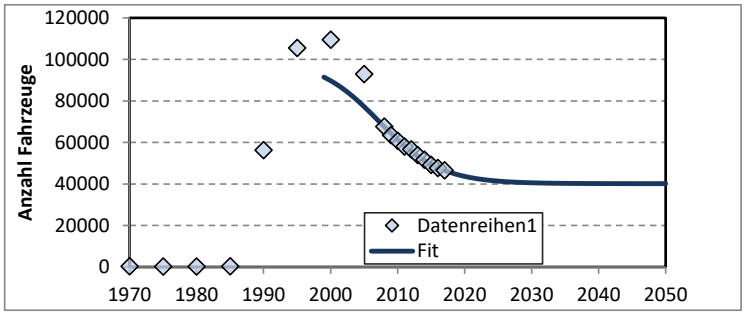


Abbildung A. 25: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <18 t

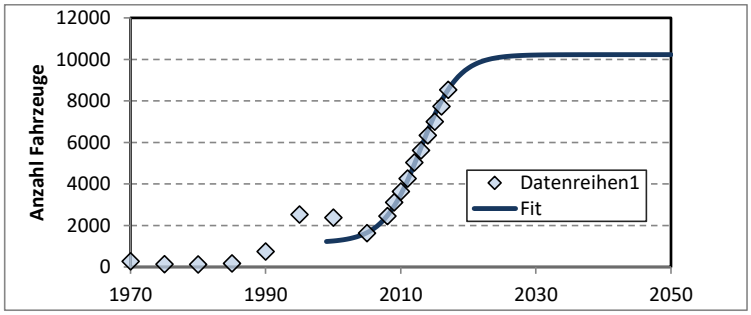


Abbildung A. 26: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <20 t

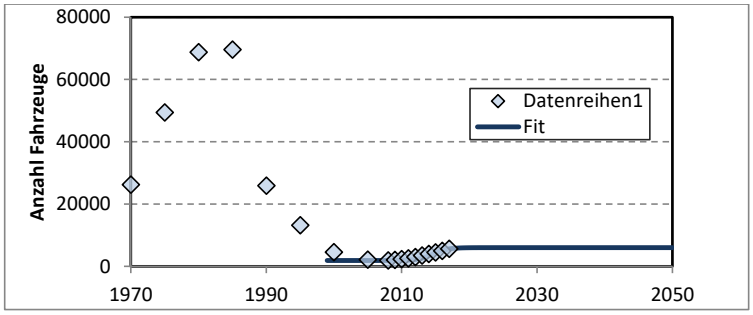


Abbildung A. 27: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <22 t

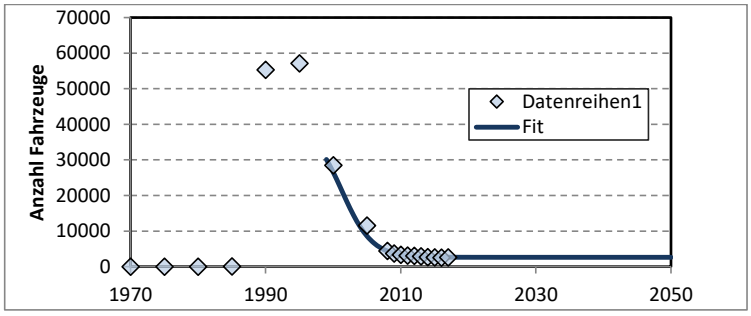


Abbildung A. 28: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <24 t

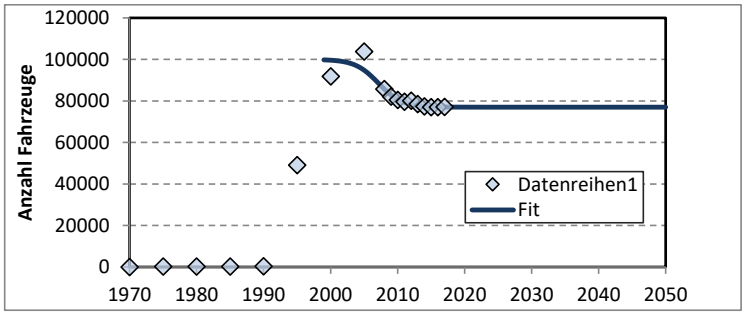


Abbildung A. 29: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw <26 t

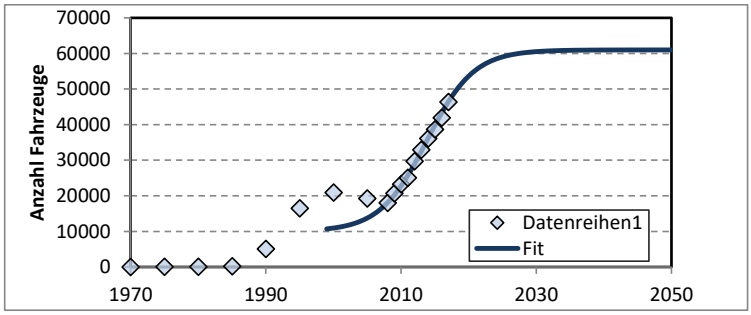


Abbildung A. 30: Bestandsdaten und Kurvenfitting der Lkw >26 t

Ergebnisse des Marktdiffusionsmodells

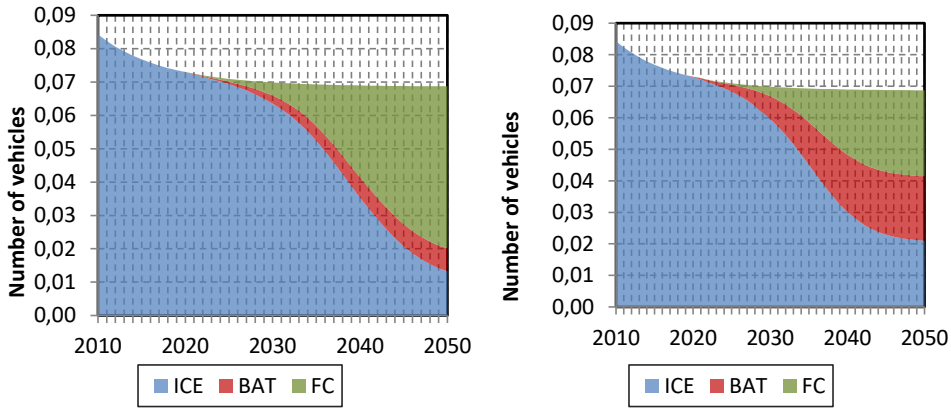


Abbildung A. 31: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 3,5 t und 6 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)

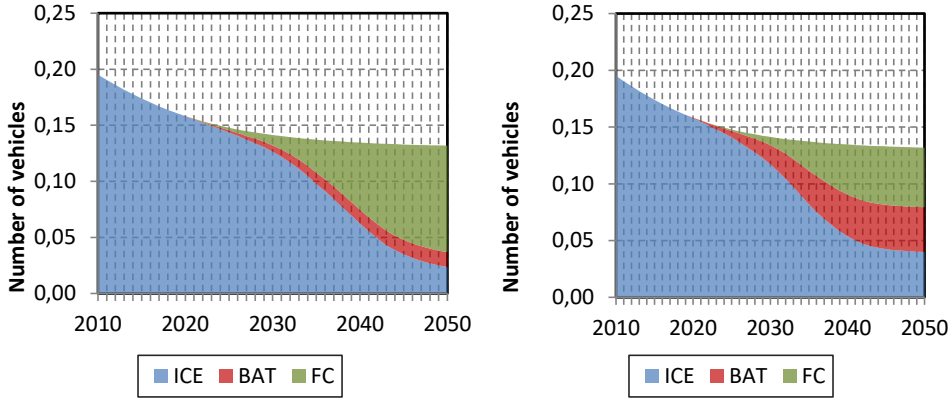


Abbildung A. 32: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 6 t und 7,5 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)

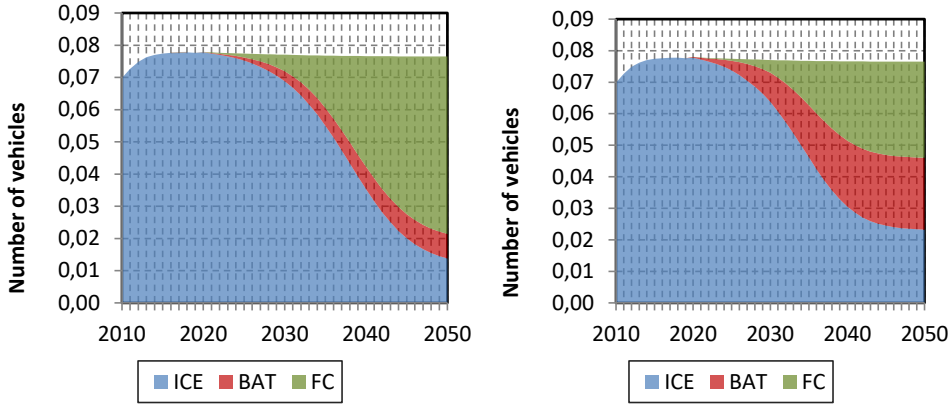


Abbildung A. 33: **Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 7,5 t und 12 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)**

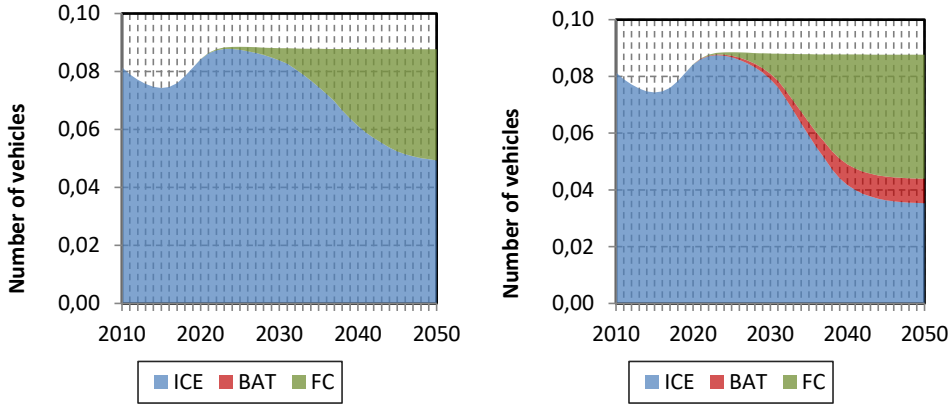


Abbildung A. 34: **Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 12 t und 20 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)**

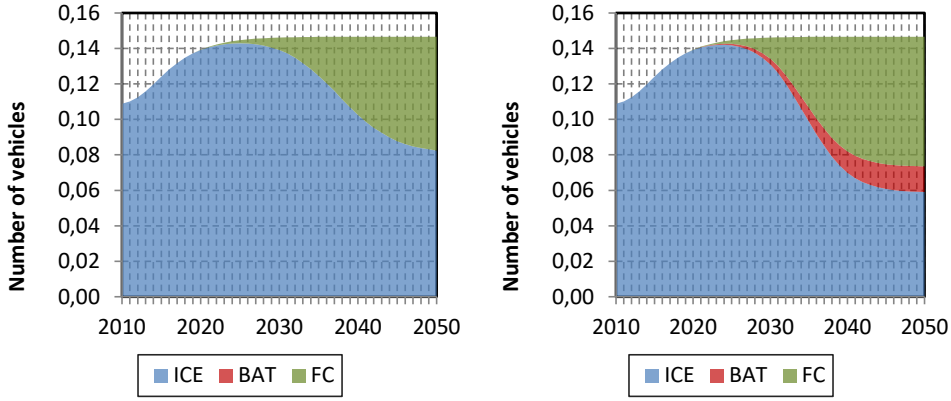


Abbildung A. 35: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Lkw zwischen 20 t und 26 t zGM im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)

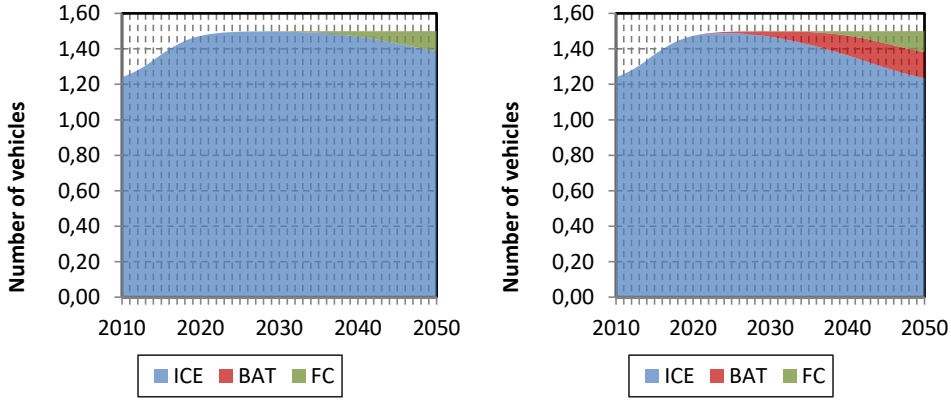


Abbildung A. 36: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der land- und forstwirtschaftlichen Zugmaschinen (LFZM) im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)

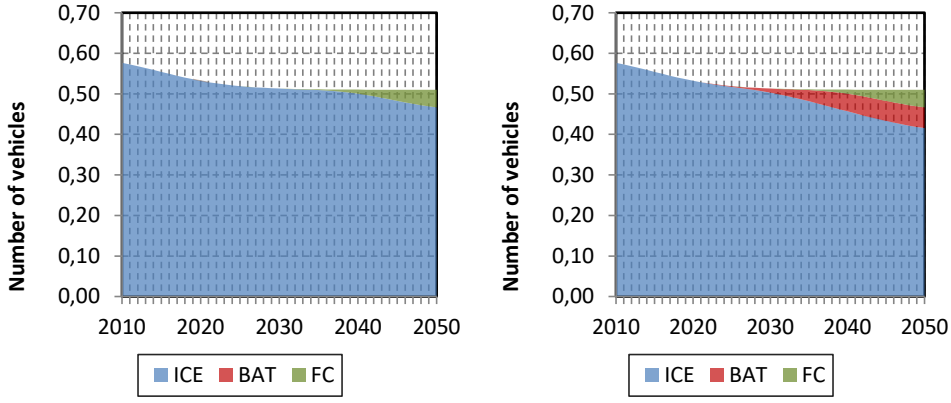


Abbildung A. 37: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der sonstigen Zugmaschinen im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)

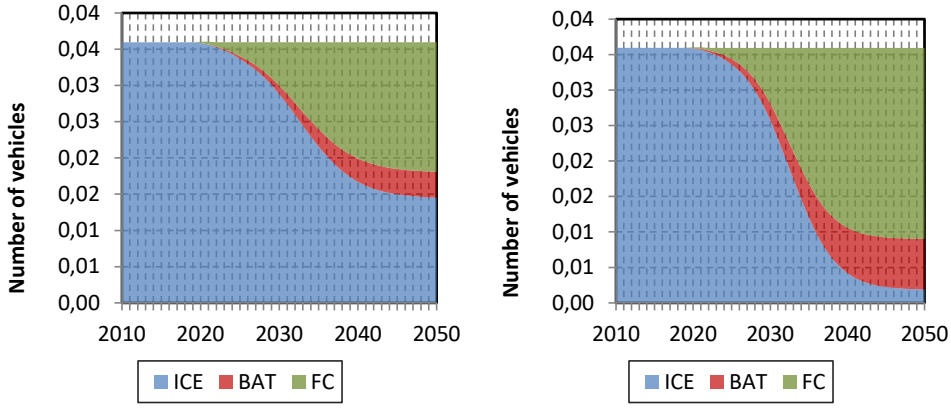


Abbildung A. 38: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Linienbusse im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)

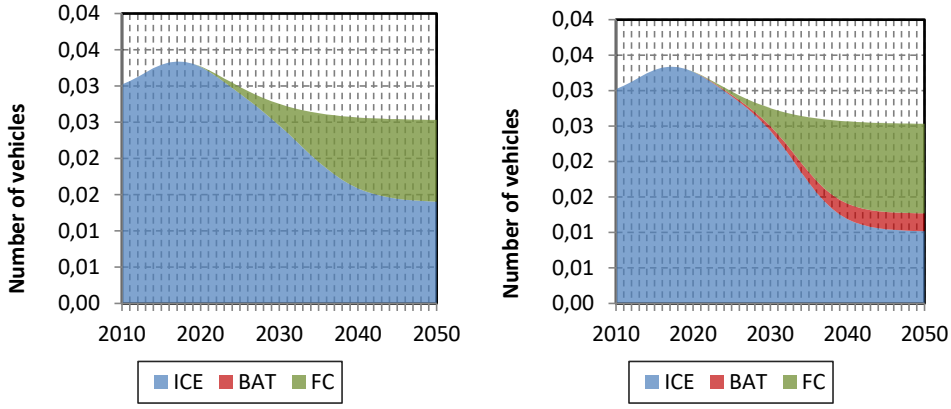


Abbildung A. 39: Darstellung der Bestandsentwicklung nach Antriebsart der Reisebusse im PROG-FC (links) und PROG-Mix (rechts)

A.3 Ergänzende Informationen zu Kapitel 5

Eingangsdaten der Systemmodellierung in verschiedenen Szenarien

Tabelle A. 2: Inputdaten der Transformer für die Systemmodellierung 2030

Name	TotalEff	OutMin	OutMax	Input0	InRatio0	Input1	InRatio1	Prod0	SubEff0	Prod1	SubEff1	Prod2	SubEff2
Refinery	0.93	0	999999	crudeoil	1			gasoline	0.280	diesel	0.581	kerosene	0.140
Refinery2	0.93	0	999999	crudeoil	1			gasoline	0.325	diesel	0.675		
NGCond	0.98	0	79	natgas	1			cng	1				
BM-FT1	0.50	0	999999	biomass	1			gasoline	0.309	diesel	0.691		
BM-FT2	0.46	0	999999	biomass	1			gasoline	0.245	diesel	0.030	kerosene	0.725
BM-Meth	0.528	0	999999	biomass	1			cng	1				
BM-MeOH	0.557	0	0	biomass	1			gasoline	1				
BM-DME	0.549	0	0	biomass	1			diesel	1				
MtG	0.81	0	999999	hydrogen	0.926	electricity	0.073637	gasoline	1				
PtF-FT1	0.76	0	999999	hydrogen	0.907	electricity	0.092838	gasoline	0.309	diesel	0.691		
PtF-FT2	0.70	0	999999	hydrogen	0.907	electricity	0.092838	gasoline	0.245	diesel	0.030	kerosene	0.725
PtF-FT3	0.75	0	999999	hydrogen	0.981	electricity	0.018595	gasoline	0.000	diesel	0.620	kerosene	0.380
PtF-Meth	0.812703	0	999999	hydrogen	0.977317	electricity	0.022683	cng	1				
PtF-MeOH	0.845	0	0	hydrogen	0.957	electricity	0.043275	gasoline	1				
PtF-DME	0.853	0	0	hydrogen	0.937	electricity	0.063018	diesel	1				
PVGas	0.625	0	999999	gasoline	1			km	1				
PVDiesel	0.667	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-3.5	0.526	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-7.5	0.286	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-12	0.145	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-12+	0.130	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-SZM	0.127	0	999999	diesel	1			km	1				
bus-linie	0.114	0	999999	diesel	1			km	1				

bus-reise	0.139	0	999999	diesel	1			km	1				
PVcng	0.556	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-3.5_ng	0.455	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-7.5_ng	0.233	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-12_ng	0.115	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-12+_ng	0.102	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-SZM_ng	0.100	0	999999	cng	1			km	1				
bus-linie_ng	0.092	0	999999	cng	1			km	1				
bus-reise_ng	0.111	0	999999	cng	1			km	1				

Tabelle A. 3: Inputdaten der Transformer für die Systemmodellierung 2050

Name	TotalEff	OutMin	OutMax	Input0	InRatio0	Input1	InRatio1	Prod0	SubEff0	Prod1	SubEff1	Prod2	SubEff2
Refinery	0.93	0	999999	crudeoil	1			gasoline	0.280	diesel	0.581	kerosene	0.140
Refinery2	0.93	0	999999	crudeoil	1			gasoline	0.325	diesel	0.675		
NGCond	0.98	0	193	natgas	1			cng	1				
BM-FT1	0.50	0	999999	biomass	1			gasoline	0.309	diesel	0.691		
BM-FT2	0.46	0	999999	biomass	1			gasoline	0.245	diesel	0.030	kerosene	0.725
BM-Meth	0.528	0	999999	biomass	1			cng	1				
BM-MeOH	0.557	0	0	biomass	1			gasoline	1				
BM-DME	0.549	0	0	biomass	1			diesel	1				
MtG	0.81	0	999999	hydrogen	0.926	electricity	0.073637	gasoline	1				
PtF-FT1	0.76	0	999999	hydrogen	0.907	electricity	0.092838	gasoline	0.309	diesel	0.691		

PtF-FT2	0.70	0	999999	hydrogen	0.907	electricity	0.092838	gasoline	0.245	diesel	0.030	kerosene	0.725
PtF-FT3	0.75	0	999999	hydrogen	0.981	electricity	0.018595	gasoline	0.000	diesel	0.620	kerosene	0.380
PtF-Meth	0.812703	0	999999	hydrogen	0.977317	electricity	0.022683	cng	1				
PtF-MeOH	0.845	0	0	hydrogen	0.957	electricity	0.043275	gasoline	1				
PtF-DME	0.853	0	0	hydrogen	0.937	electricity	0.063018	diesel	1				
PVGas	0.625	0	999999	gasoline	1			km	1				
PVDiesel	0.667	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-3.5	0.526	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-7.5	0.286	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-12	0.145	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-12+	0.130	0	999999	diesel	1			km	1				
Lkw-SZM	0.127	0	999999	diesel	1			km	1				
bus-linie	0.114	0	999999	diesel	1			km	1				
bus-reise	0.139	0	999999	diesel	1			km	1				
PVcng	0.556	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-3.5_ng	0.455	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-7.5_ng	0.233	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-12_ng	0.115	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-12+_ng	0.102	0	999999	cng	1			km	1				
Lkw-SZM_ng	0.100	0	999999	cng	1			km	1				
bus-linie_ng	0.092	0	999999	cng	1			km	1				
bus-reise_ng	0.111	0	999999	cng	1			km	1				

Tabelle A. 4: Gegenüberstellung der Bedarfsdefinitionen als Rahmendaten nach Szenario und Jahr der Systemoptimierung

Name	EnergyType	Demand										
		BAT		FC		ICE		PROG-FC		PROG-Mix		PROG-Mix - 95%
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2050
pkm	km	558.88	314.50	572.03	255.53	604.90	497.95	571.34	221.75	614.23	177.41	177.41
tkm-3.5	km	39.84	5.00	37.35	5.00	47.31	40.00	77.13	20.45	71.18	10.80	10.80
tkm-7.5	km	8.03	1.48	7.16	0.85	8.37	6.50	6.43	1.25	5.99	2.07	2.07
tkm-12	km	1.68	0.51	1.78	0.17	1.92	1.62	2.37	0.47	2.19	0.80	0.80
tkm-12+	km	22.52	18.58	23.70	12.90	23.70	25.80	14.82	8.76	13.96	6.27	6.27
tkm-SZM	km	28.78	19.76	32.70	19.00	32.70	38.00	33.33	20.10	30.96	12.61	12.61
km-bus-linie	km	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.95	0.51	0.77	0.06	0.06
km-bus-reise	km	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.72	0.43	0.68	0.31	0.31
kerosene	kerosene	120	160	120	160	120	160	120	160	120	160	160
other	diesel	65	50	65	50	65	50	65	50	65	50	50

Ergebnisse der Systemmodellierung in verschiedenen Szenarien

Tabelle A. 5: Gegenüberstellung der Modellierungsergebnisse nach Szenario und Jahr

Szenario	ICE	ICE	BAT	BAT	FC	FC	PROG-FC	PROG-FC	PROG-Mix	PROG-Mix	PROG-Mix
Jahr	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2050
CO_2-Reduktion	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	95%
crudeoil	1249.46	285.65	1249.46	285.65	1249.46	285.65	1249.46	285.65	1249.46	285.65	0
natgas	80.78	197.34	80.78	197.34	80.78	197.34	80.78	197.34	80.78	197.34	142.3488
biomass	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400
hydrogen	317.96	1163.43	165.15	480.14	229.05	307.29	257.42	262.24	285.27	65.85	441.0824
electricity	32.54	119.06	16.90	49.14	23.44	31.45	26.34	26.84	29.19	6.74	45.14001

RefineryProduction	858.46	265.66	858.46	265.66	858.46	265.66	858.46	265.66	858.46	265.66	0
Refinery-gasoline	240.00	74.27	240.00	74.27	240.00	74.27	240.00	74.27	240.00	74.27	0
Refinery-diesel	498.46	154.25	498.46	154.25	498.46	154.25	498.46	154.25	498.46	154.25	0
Refinery-kerosene	120.00	37.13	120.00	37.13	120.00	37.13	120.00	37.13	120.00	37.13	0
Refinery2Production	303.54	0.00	303.54	0.00	303.54	0.00	303.54	0.00	303.54	0.00	0
Refinery2-gasoline	98.71	0.00	98.71	0.00	98.71	0.00	98.71	0.00	98.71	0.00	0
Refinery2-diesel	204.82	0.00	204.82	0.00	204.82	0.00	204.82	0.00	204.82	0.00	0
NGCondProduction	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	139.2202
NGCond-cng	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	139.2202
BM-FT1Production	200.64	16.64	200.64	16.64	200.64	16.64	200.64	16.64	200.64	16.64	0
BM-FT1-gasoline	62.00	5.14	62.00	5.14	62.00	5.14	62.00	5.14	62.00	5.14	0
BM-FT1-diesel	138.64	11.50	138.64	11.50	138.64	11.50	138.64	11.50	138.64	11.50	0
BM-FT2Production	0.00	169.47	0.00	169.47	0.00	169.47	0.00	169.47	0.00	169.47	184.8
BM-FT2-gasoline	0.00	41.52	0.00	41.52	0.00	41.52	0.00	41.52	0.00	41.52	45.276
BM-FT2-diesel	0.00	5.08	0.00	5.08	0.00	5.08	0.00	5.08	0.00	5.08	5.544
BM-FT2-kerosene	0.00	122.87	0.00	122.87	0.00	122.87	0.00	122.87	0.00	122.87	133.98
BM-MethProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
BM-Meth-cng	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
BM-MeOHProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
BM-MeOH-gasoline	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
BM-DMEProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
BM-DME-diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
MtGProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.56E-14
MtG-gasoline	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.56E-14
PtF-FT1Production	267.76	979.73	139.07	404.32	192.88	258.77	216.78	220.83	240.22	55.45	332.4164
PtF-FT1-gasoline	82.74	302.76	42.98	124.95	59.61	79.97	66.99	68.24	74.24	17.14	102.7259
PtF-FT1-diesel	185.01	676.97	96.09	279.38	133.28	178.80	149.79	152.59	165.99	38.32	229.6905
PtF-FT2Production	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	35.88966
PtF-FT2-gasoline	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.792966

PtF-FT2-diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.07669
PtF-FT2-kerosene	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.02
PtF-FT3Production	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-FT3-gasoline	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-FT3-diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-FT3-kerosene	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-MethProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-Meth-cng	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-MeOHProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-MeOH-gasoline	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-DMEProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PtF-DME-diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PVGasProduction	302.16	264.81	277.31	153.68	287.70	125.56	292.32	118.24	296.84	86.29	97.99678
PVGas-km	302.16	264.81	277.31	153.68	287.70	125.56	292.32	118.24	296.84	86.29	97.99678
PVDieselProduction	302.74	174.81	281.57	59.71	284.32	28.85	279.02	21.29	317.38	0.00	15.27105
PVDiesel-km	302.74	174.81	281.57	59.71	284.32	28.85	279.02	21.29	317.38	0.00	15.27105
Lkw-3.5Production	11.40	0.00	3.93	0.00	1.44	0.00	41.22	0.00	35.27	0.00	0
Lkw-3.5-km	11.40	0.00	3.93	0.00	1.44	0.00	41.22	0.00	35.27	0.00	0
Lkw-7.5Production	8.37	6.50	8.03	1.48	7.16	0.85	6.43	1.25	5.99	0.85	2.065635
Lkw-7.5-km	8.37	6.50	8.03	1.48	7.16	0.85	6.43	1.25	5.99	0.85	2.065635
Lkw-12Production	1.92	1.62	1.68	0.51	1.78	0.17	2.37	0.47	2.19	0.80	0.798314
Lkw-12-km	1.92	1.62	1.68	0.51	1.78	0.17	2.37	0.47	2.19	0.80	0.798314
Lkw-12+Production	23.70	25.80	22.52	18.58	23.70	12.90	14.82	8.76	13.96	6.27	6.270498
Lkw-12+-km	23.70	25.80	22.52	18.58	23.70	12.90	14.82	8.76	13.96	6.27	6.270498
Lkw-SZMProduction	32.70	38.00	28.78	19.76	32.70	19.00	33.33	20.10	30.96	12.61	12.60528
Lkw-SZM-km	32.70	38.00	28.78	19.76	32.70	19.00	33.33	20.10	30.96	12.61	12.60528
bus-linieProduction	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.95	0.51	0.77	0.06	0.064909
bus-linie-km	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.95	0.51	0.77	0.06	0.064909
bus-reiseProduction	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.72	0.43	0.68	0.31	0.309826

bus-reise-km	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.72	0.43	0.68	0.31	0.309826
PVcngProduction	0.00	58.33	0.00	101.11	0.00	101.11	0.00	82.23	0.00	91.12	64.14317
PVcng-km	0.00	58.33	0.00	101.11	0.00	101.11	0.00	82.23	0.00	91.12	64.14317
Lkw-3.5_ngProduction	35.91	40.00	35.91	5.00	35.91	5.00	35.91	20.45	35.91	10.80	10.80114
Lkw-3.5_ng-km	35.91	40.00	35.91	5.00	35.91	5.00	35.91	20.45	35.91	10.80	10.80114
Lkw-7.5_ngProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.22	4.13E-16
Lkw-7.5_ng-km	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.22	4.44E-16
Lkw-12_ngProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02E-16
Lkw-12_ng-km	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.11E-16
Lkw-12+_ngProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.25E-16
Lkw-12+_ng-km	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.88E-16
Lkw-SZM_ngProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.42E-15
Lkw-SZM_ng-km	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.78E-15
bus-linie_ngProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
bus-linie_ng-km	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
bus-reise_ngProduction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.9E-17
bus-reise_ng-km	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-5.6E-17
GasolineHubUsage	483.46	423.70	443.69	245.88	460.32	200.90	467.70	189.18	474.95	138.07	156.7949
DieselHubUsage	1026.94	847.80	938.02	450.21	975.20	349.64	991.71	323.43	1007.91	209.15	236.3112
KeroseneHubUsage	120.00	160.00	120.00	160.00	120.00	160.00	120.00	160.00	120.00	160.00	160
MethaneHubUsage	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	79.00	193.00	139.2202
tkm-12+Usage	604.90	497.95	558.88	314.50	572.03	255.53	571.34	221.75	614.23	177.41	177.411
tkm-7.5Usage	47.31	40.00	39.84	5.00	37.35	5.00	77.13	20.45	71.18	10.80	10.80114
tkm-3.5Usage	8.37	6.50	8.03	1.48	7.16	0.85	6.43	1.25	5.99	2.07	2.065635
pkmUsage	1.92	1.62	1.68	0.51	1.78	0.17	2.37	0.47	2.19	0.80	0.798314
km-bus-linieUsage	23.70	25.80	22.52	18.58	23.70	12.90	14.82	8.76	13.96	6.27	6.270498
tkm-SZMUsage	32.70	38.00	28.78	19.76	32.70	19.00	33.33	20.10	30.96	12.61	12.60528

km-bus-reiseUsage	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.95	0.51	0.77	0.06	0.064909
keroseneUsage	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.72	0.43	0.68	0.31	0.309826
tkm-12Usage	120.00	160.00	120.00	160.00	120.00	160.00	120.00	160.00	120.00	160.00	160
Other	65.00	50.00	65.00	50.00	65.00	50.00	65.00	50.00	65.00	50.00	50

Tabelle A. 6: Eingangsdaten der Monte-Carlo-Simulation

Sources									
Name	OpexMin	OpexAvg	OpexMax	EnergyType	CO2	IsSet	UsageMin	UsageAvg	UsageMax
CrOil	0.01	0.012	0.04	crudeoil	0.0732	0	0	0	0
BM	0.015	0.02	0.03	biomass	0	1	300	400	500
H2	0.03	0.046	0.08	hydrogen	0	0	0	0	0
Sinks									
Name	EnergyType	DemandMin	DemandAvg	DemandMax					
pkm	km	177	222	498					
tkm-3.5	km	5	20	40					
tkm-7.5	km	0.8	1.25	6.5					
tkm-12	km	0.2	0.47	1.62					
tkm-12+	km	6.27	8.76	25.8					
tkm-SZM	km	12.6	20.1	38					
km-bus-linie	km	0.065	0.51	0.55					
km-bus-reise	km	0.31	0.426	0.45					
kerosene	fuel	140	160	180					
other	fuel	45	50	55					

Transformers									
Name	TotalEffMin	TotalEffAvg	TotalEffMax	Input0	InRatio0	Input1	InRatio1	Prod0	SubEff0
Refinery	0.8	0.90	0.930	crudeoil	1			fuel	1
BtL	0.45	0.54	0.600	biomass	1			fuel	1
PtF	0.7	0.78	0.81	hydrogen	1			fuel	1
Pkw	0.55555556	0.625	0.66666667	fuel	1			km	1
Lkw-3.5	0.45454545	0.52631579	0.57894737	fuel	1			km	1
Lkw-7.5	0.23255814	0.28571429	0.31428571	fuel	1			km	1
Lkw-12	0.11494253	0.14492754	0.15942029	fuel	1			km	1
Lkw-12+	0.10204082	0.12987013	0.14285714	fuel	1			km	1
Lkw-SZM	0.1	0.12658228	0.13924051	fuel	1			km	1
bus-linie	0.09174312	0.11363636	0.125	fuel	1			km	1
bus-reise	0.11111111	0.13888889	0.15277778	fuel	1			km	1

A.4 Ergänzende Informationen zu Kapitel 6

Tabelle A. 7: Produktstrom der Veredelung: Benzinfraktion

Komponente	Summenformel	Massenanteil [%Masse]	Massenstrom [kg/h]
WASSER	H2O	53,59	0,0069
METHAN	CH4	0	0
ETHAN	C2H6	0	0
ETHYLEN	C2H4	0	0
PROPAN	C3H8	0,0001	0,87
PROPYLEN	C3H6	0	0
N-BUTAN	C4H10	0,0020	15,29
ISOBUTAN	C4H10	0,384	296,89
CYCLOBUTAN	C4H8	0	0
1-BUTEN	C4H8	0,0000	0,06
CIS-2-BUTEN	C4H8	0,0004	2,65
TRANS-2-BUTEN	C4H8	0,0003	2,95
ISOBUTYLEN	C4H8	0,0000	0,08
N-PENTAN	C5H12	0,0029	22,21
2-METHYL-BUTAN	C5H12	0,1558	1204,07
2,2-DIMETHYL-PROPAN	C5H12	0,0526	406,46
CYCLOPENTAN	C5H10	0	0
1-PENTEN	C5H10	0,0033	25,70
CIS-2-PENTEN	C5H10	0,0029	22,77
TRANS-2-PENTEN	C5H10	0,0030	22,82
2-METHYL-1-BUTEN	C5H10	0,0001	0,84
3-METHYL-1-BUTEN	C5H10	0,0005	4,15
2-METHYL-2-BUTEN	C5H10	0,0001	0,84
CYCLOPENTEN	C5H8	0	0
N-HEXAN	C6H14	0,0026	20,31
2-METHYL-PENTAN	C6H14	0,0383	295,73
3-METHYL-PENTAN	C6H14	0,0235	181,34
2,2-DIMETHYL-BUTAN	C6H14	0,0530	409,35
2,3-DIMETHYL-BUTAN	C6H14	0,0221	171,16
CYCLOHEXAN	C6H12	0	0
1-HEXEN	C6H12	0,0026	20,34
CIS-2-HEXEN	C6H12	0,0015	11,42
TRANS-2-HEXEN	C6H12	0,0018	13,56
CIS-3-HEXEN	C6H12	0,0021	16,14
TRANS-3-HEXEN	C6H12	0,0020	15,16
2-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0,0000	0,37
3-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0,0000	0,36
4-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0,0000	0,35
2-METHYL-2-PENTEN	C6H12	0,0000	0,27
3-METHYL-CIS-2-PENTEN	C6H12	0,0000	0,26

4-METHYL-CIS-2-PENTEN	C6H12	0,0000		0,36	
4-METHYL-TRANS-2-PENTEN	C6H12	0,0000		0,38	
2,3-DIMETHYL-1-BUTEN	C6H12	0,0000		0,36	
3,3-DIMETHYL-1-BUTEN	C6H12	0,0000		0,28	
2,3-DIMETHYL-2-BUTEN	C6H12	0,0000		0,10	
CYCLOHEXEN	C6H10		0		0
BENZEN	C6H6	0,0040		30,59	
N-HEPTAN	C7H16	0,0000		0,11	
2-METHYLHEXAN	C7H16	0,0002		1,19	
2,3-DIMETHYLPENTAN	C7H16	0,0159		122,84	
CYCLOHEPTAN	C7H14		0		0
1-HEPTEN	C7H14	0,0126		97,19	
2-METHYL-1-HEXEN	C7H14	0,0002		1,38	
CYCLOHEPTEN	C7H12		0		0
TOLUEN	C7H8	0,1413		1092,01	
N-OCTAN	C8H18	0,0000		0,04	
4-METHYLHEPTAN	C8H18	0,0005		3,65	
3,4-DIMETHYLHEXAN	C8H18	0,0040		30,76	
2,2,4-TRIMETHYLPENTAN	C8H18	0,0299		231,40	
CYCLOOCTAN	C8H16		0		0
1-OCTEN	C8H16	0,0165		127,32	
2-METHYL-1-HEPTEN	C8H16	0,0003		2,26	
2,3-DIMETHYL-1-HEXEN	C8H16	0,0003		2,16	
CYCLOOCTEN	C8H14		0		0
ETHYLBENZEN	C8H10	0,1433		1107,44	
N-NONAN	C9H20	0,000		0,13	
2-METHYLOCTAN	C9H20	0,000		0,13	
2,3-DIMETHYLHEPTAN	C9H20	0,000		0,12	
N-PROPYLCYCLOHEXAN	C9H18	0,000		0,04	
1-NONEN	C9H18	0,0148		114,64	
2-METHYL-1-OCTEN	C9H18	0,0006		4,29	
ISOPROPYLBENZEN	C9H12	0,1199		926,79	
N-DECAN	C10H22	0,0002		1,68	
5-METHYLNONAN	C10H22	0,0002		1,31	
4,5-DIMETHYLOCTAN	C10H22	0,0004		2,88	
N-BUTYLCYCLOHEXAN	C10H20		0		0
1-DECEN	C10H20	0,0000		0,02	
2-METHYL-1-NONEN	C10H20	0,0000		0,01	
ISOBUTYLBENZEN	C10H14		0		0
METHANOL	CH4O	0,0183		141,10	
ETHANOL	C2H6O	00,0380		293,96	
1-PROPANOL	C3H8O	0,0084		64,67	
ISOPROPYL-ALCOHOL	C3H8O		0		0
N-BUTANOL	C4H10O	0,0046		35,28	
2-BUTANOL	C4H10O		0		0
ISOBUTANOL	C4H10O		0		0

1-PENTANOL	C5H12O	0,0030		23,52	
2-PENTANOL	C5H12O		0		0
ACETALDEHYD	C2H4O	0,0008		5,88	
N-PROPIONALDEHYD	C3H6O	0,0008		5,88	
ACETON	C3H6O	0,0015		11,76	
METHYL-ETHYL-KETON	C4H8O	0,0008		5,88	
DIETHYL-KETON	C5H10O		0		0
ACETIC-ACID	C2H4O2		0		0
PROPIONIC-ACID	C3H6O2		0		0
N-BUTYRIC-ACID	C4H8O2		0		0

Tabelle A. 8: Produktstrom der Veredelung: Kerosinfraktion

Komponente	Summenformel	Massenanteil [%Masse]		Massenstrom [kg/h]	
WASSER	H2O		0		0
METHAN	CH4		0		0
ETHAN	C2H6		0		0
ETHYLEN	C2H4		0		0
PROPAN	C3H8		0		0
PROPYLEN	C3H6		0		0
N-BUTAN	C4H10	0,0003		2,85	
ISOBUTAN	C4H10	0,0001		1,14	
CYCLOBUTAN	C4H8		0		0
1-BUTEN	C4H8	0,0000		0,15	
CIS-2-BUTEN	C4H8	0,0000		0,16	
TRANS-2-BUTEN	C4H8	0,0000		0,12	
ISOBUTYLEN	C4H8	0,0000		0,02	
N-PENTAN	C5H12	0,0000		0,02	
2-METHYL-BUTAN	C5H12		0		0
2,2-DIMETHYL-PROPAN	C5H12		0		0
CYCLOPENTAN	C5H10		0		0
1-PENTEN	C5H10		0		0
CIS-2-PENTEN	C5H10		0		0
TRANS-2-PENTEN	C5H10		0		
2-METHYL-1-BUTEN	C5H10		0		0
3-METHYL-1-BUTEN	C5H10		0		0
2-METHYL-2-BUTEN	C5H10		0		0
CYCLOPENTEN	C5H8		0		0
N-HEXAN	C6H14	0,0000		0,14	
2-METHYL-PENTAN	C6H14	0,0000		0,03	
3-METHYL-PENTAN	C6H14	0,0000		0,17	
2,2-DIMETHYL-BUTAN	C6H14		0		0
2,3-DIMETHYL-BUTAN	C6H14	0,0000		0,22	
CYCLOHEXAN	C6H12	0,0000		0,06	
1-HEXEN	C6H12	0,0000		0,31	
CIS-2-HEXEN	C6H12		0.0003	3,03	

TRANS-2-HEXEN	C6H12	0,0002	2,17	
CIS-3-HEXEN	C6H12	0,0001	1,31	
TRANS-3-HEXEN	C6H12	0,0002	1,62	
2-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0		0
3-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0		0
4-METHYL-1-PENTEN	C6H12	0		0
2-METHYL-2-PENTEN	C6H12	0,0000	0,03	
3-METHYL-CIS-2-PENTEN	C6H12	0,0000	0,04	
4-METHYL-CIS-2-PENTEN	C6H12	0		0
4-METHYL-TRANS-2-PENTEN	C6H12	0		0
2,3-DIMETHYL-1-BUTEN	C6H12	0		0
3,3-DIMETHYL-1-BUTEN	C6H12	0		0
2,3-DIMETHYL-2-BUTEN	C6H12	0,0000	0,15	
CYCLOHEXEN	C6H10	0		0
BENZEN	C6H6	0,0000	0,26	
N-HEPTAN	C7H16	0		0
2-METHYLHEXAN	C7H16	0,0000	0,08	
2,3-DIMETHYLPENTAN	C7H16	0,0003	2,34	
CYCLOHEPTAN	C7H14	0		0
1-HEPTEN	C7H14	0,0010	8,82	
2-METHYL-1-HEXEN	C7H14	0,0003	2,27	
CYCLOHEPTEN	C7H12	0		0
TOLUEN	C7H8	0		0
N-OCTAN	C8H18	0,0000	0,17	
4-METHYLHEPTAN	C8H18	0,0005	4,18	
3,4-DIMETHYLHEXAN	C8H18	0,0048	43,02	
2,2,4-TRIMETHYLPENTAN	C8H18	0		0
CYCLOOCTAN	C8H16	0		0
1-OCTEN	C8H16	0,0001	0,53	
2-METHYL-1-HEPTEN	C8H16	0,0000	0,05	
2,3-DIMETHYL-1-HEXEN	C8H16	0,0000	0,01	
CYCLOOCTEN	C8H14	0		0
M-XYLEN	C8H10	0		0
N-NONAN	C9H20	0,0004	3,67	
2-METHYLOCTAN	C9H20	0,0158	141,18	
2,3-DIMETHYLHEPTAN	C9H20	0,0192	171,40	
N-PROPYLCYCLOHEXAN	C9H18	0		0
1-NONEN	C9H18	0,0012	10,50	
2-METHYL-1-OCTEN	C9H18	0,002	1,52	
ISOPROPYLBENZEN	C9H12	0		0
N-DECAN	C10H22	0,0022	19,41	
5-METHYLNONAN	C10H22	0,0307	274,26	
4,5-DIMETHYLOCTAN	C10H22	0,0946	846,03	
N-BUTYLCYCLOHEXAN	C10H20	0		0
1-DECEN	C10H20	0,071	63,85	
2-METHYL-1-NONEN	C10H20	0,0014	12,65	

N-BUTYLBENZEN	C10H14	0,1246		1113,97	
N-UNDECAN	C11H24	0,0008		7,09	
2-METHYLDECAN	C11H24	0,0219		195,80	
2,3-DIMETHYLNONAN	C11H24	0,0914		816,98	
PENTYLCYCLOHEXAN	C11H22		0		0
1-UNDECEN	C11H22	0,0008		6,73	
N-PENTYLBENZEN	C11H16		0		0
N-DODECAN	C12H26	0,0008		7,55	
2-METHYLUNDECAN	C12H26	0,0261		233,11	
2,3-DIMETHYLDECAN	C12H26	0,1036		926,18	
N-HEPTYLCYCLOPENTAN	C12H24		0		0
1-DODECEN	C12H24	0,0007		6,60	
N-HEXYLBENZEN	C12H18		0		0
N-TRIDECAN	C13H28	0,0010		9,25	
2-METHYLDODECAN	C13H28	0,0365		326,39	
2,3-DIMETHYLUNDECAN	C13H28	0,1066		953,37	
N-OCTYLCYCLOPENTAN	C13H26		0		0
1-TRIDECEN	C13H26	0,0005		4,86	
N-HEPTYLBENZEN	C13H20		0		0
N-TETRADECAN	C14H30	0,0007		6,60	
2-METHYLTRIDECAN	C14H30	0,0294		263,27	
2,3-DIMETHYLDODECAN	C14H30	0,1047		935,91	
N-NONYLCYCLOPENTAN	C14H28		0		0
1-TETRADECEN	C14H28	0,0005		4,23	
1,4-DIBUTYLBENZEN	C14H22		0		0
N-PENTADECAN	C15H32	0,0007		6,13	
2-METHYLTETRADECAN	C15H32	0,0258		230,80	
2,3-DIMETHYLTRIDECAN	C15H32	0,0786		702,53	
N-DECYLCYCLOPENTAN	C15H30		0		0
1-PENTADECEN	C15H30	0,0004		3,17	
N-NONYLBENZEN	C15H24		0		0
N-HEXADECAN	C16H34	0,0002		2,07	
2-METHYLPENTADECAN	C16H34	0,0134		119,55	
2,3-DIMETHYLTETRADECAN	C16H34	0,0374		334,63	
N-DECYLCYCLOHEXAN	C16H32		0		0
1-HEXADECEN	C16H32	0,0002		1,38	
N-DECYLBENZEN	C16H26		0		0
N-HEPTADECAN	C17H36	0,000		0,28	
4-METHYLHEXADECAN,	C17H36	0,0011		10,10	
2,3-DIMETHYLPENTADECAN	C17H36	0,0087		77,71	
N-DODECYLCYCLOPENTAN	C17H34		0		0
1-HEPTADECEN	C17H34	0,0000		0,23	
N-UNDECYLBENZEN	C17H28		0		0
N-OCTADECAN	C18H38	0,0000		0,02	
4-METHYLHEPTADECAN	C18H38	0,0001		1,11	
2,3-DIMETHYLHEXADECAN	C18H38	0,0013		11,24	

N-TRIDECYLCYCLOPENTAN	C18H36		0		0
1-OCTADECEN	C18H36	0,0000		0,02	
N-DODECYLBENZEN	C18H30		0		0
N-NONADECAN	C19H40	0,0000		0,11	
4-METHYLOCTADECAN	C19H40	0,0000		0,02	
2,3-DIMETHYLHEPTADECAN	C19H40	0,0001		0,77	
N-TETRADECYLCYCLOPENTAN	C19H38		0		0
1-NONADECEN	C19H38	0,0000		0,01	
N-TRIDECYLBENZEN	C19H32		0		0
N-EICOSAN	C20H42	0,0000		0,01	
4-METHYLNONADECAN	C20H42		0		0
2,3-DIMETHYLOCTADECAN	C20H42	0,0000		0,06	
N-PENTADECYLCYCLOPENTAN	C20H40		0		0
1-EICOSEN	C20H40		0		0
N-TETRADECYLBENZEN	C20H34		0		0
N-HENICOSAN	C21H44		0		0
4-METHYLEICOSAN	C21H44		0		
2,4-DIMETHYLNONADECAN	C21H44	0,0000		0,31	
N-HEXADECYLCYCLOPENTAN	C21H42		0		0
1-HENICOSEN	C21H42		0		0
N-PENTADECYLBENZEN	C21H36		0		0
N-DOCOSAN	C22H46		0		0
4-METHYLHENICOSAN	C22H46		0		0
2,4-DIMETHYLICOSAN	C22H46		0		0
1-DOCOSEN	C22H44	0,0000		0,06	
N-HEXADECYLBENZEN	C22H38		0		0

Tabelle A. 9: Produktstrom der Veredelung: Dieselfraktion

Komponente	Summenformel	Massenanteil [%Masse]		Massenstrom [kg/h]	
WASSER	H2O	0,0012		14,60	
METHAN	CH4		0		0
ETHAN	C2H6		0		0
ETHYLEN	C2H4		0		0
PROPAN	C3H8		0		0
PROPYLEN	C3H6		0		0
N-BUTAN	C4H10		0		0
ISOBUTAN	C4H10		0		0
CYCLOBUTAN	C4H8		0		0
1-BUTEN	C4H8		0		0
CIS-2-BUTEN	C4H8		0		0
TRANS-2-BUTEN	C4H8		0		0
ISOBUTYLEN	C4H8		0		0
N-PENTAN	C5H12		0		0

2-METHYL-BUTAN	C5H12		0	0
2,2-DIMETHYL-PROPAN	C5H12		0	0
CYCLOPENTAN	C5H10		0	0
1-PENTEN	C5H10		0	0
CIS-2-PENTEN	C5H10		0	0
TRANS-2-PENTEN	C5H10		0	0
2-METHYL-1-BUTEN	C5H10		0	0
3-METHYL-1-BUTEN	C5H10		0	0
2-METHYL-2-BUTEN	C5H10		0	0
CYCLOPENTEN	C5H8		0	0
N-HEXAN	C6H14		0	0
2-METHYL-PENTAN	C6H14		0	0
3-METHYL-PENTAN	C6H14		0	0
2,2-DIMETHYL-BUTAN	C6H14		0	0
2,3-DIMETHYL-BUTAN	C6H14		0	0
CYCLOHEXAN	C6H12		0	0
1-HEXEN	C6H12		0	0
CIS-2-HEXEN	C6H12		0	0
TRANS-2-HEXEN	C6H12		0	0
CIS-3-HEXEN	C6H12		0	0
TRANS-3-HEXEN	C6H12		0	0
2-METHYL-1-PENTEN	C6H12		0	0
3-METHYL-1-PENTEN	C6H12		0	0
4-METHYL-1-PENTEN	C6H12		0	0
2-METHYL-2-PENTEN	C6H12		0	0
3-METHYL-CIS-2-PENTEN	C6H12		0	0
4-METHYL-CIS-2-PENTEN	C6H12		0	0
4-METHYL-TRANS-2-PENTEN	C6H12		0	0
2,3-DIMETHYL-1-BUTEN	C6H12		0	0
3,3-DIMETHYL-1-BUTEN	C6H12		0	0
2,3-DIMETHYL-2-BUTEN	C6H12		0	0
CYCLOHEXEN	C6H10		0	0
BENZEN	C6H6		0	0
N-HEPTAN	C7H16		0	0
2-METHYLHEXAN	C7H16		0	0
CYCLOHEPTAN	C7H14		0	0
1-HEPTEN	C7H14		0	0
2-METHYL-1-HEXEN			0	0
CYCLOHEPTEN	C7H12		0	0
TOLUEN	C7H8		0	0
N-OCTAN	C8H18	0,0000	0,03	
4-METHYLHEPTAN	C8H18	0,0291		0
3,4-DIMETHYLHEXAN	C8H18	0,0000	0,02	
CYCLOOCTAN	C8H16	0		0
1-OCTEN	C8H16	0,0000	0,01	
2-METHYL-1-HEPTEN	C8H16	0		0

2,3-DIMETHYL-1-HEXEN	C8H16		0		0
CYCLOOCTEN	C8H14		0		0
M-XYLEN	C8H10		0		0
N-NONAN	C9H20	0,0000		0,17	
2-METHYLOCTAN	C9H20		0		0
2,3-DIMETHYLHEPTAN	C9H20	0,0000		0,09	
N-PROPYLCYCLOHEXAN	C9H18		0		0
1-NONEN	C9H18	0,0000		0,08	
2-METHYL-1-OCTEN	C9H18		0		0
ISOPROPYLBENZEN	C9H12		0		0
N-DECAN	C10H22	0,0001		0,94	
5-METHYLNONAN	C10H22	0,0000		0,01	
4,5-DIMETHYLOCTAN	C10H22	0,0000		0,51	
N-BUTYLCYCLOHEXAN	C10H20		0		0
1-DECEN	C10H20	0,0000		0,45	
2-METHYL-1-NONEN	C10H20	0,0000		0,02	
ISOBUTYLBENZEN	C10H14		0		0
N-UNDECAN	C11H24	0,0002		3,06	
2-METHYLDECAN	C11H24	0,0000		0,04	
2,3-DIMETHYLNONAN	C11H24	0,0002		3,13	
PENTYLCYCLOHEXAN	C11H22		0		0
1-UNDECEN	C11H22	0,0000		0,24	
N-PENTYLBENZEN	C11H16		0		0
N-DODECAN	C12H26	0,0010		12,16	
2-METHYLUNDECAN	C12H26	0,0000		0,15	
2,3-DIMETHYLDECAN	C12H26	0,0012		15,45	
N-HEPTYLCYCLOPENTAN	C12H24		0		0
1-DODECEN	C12H24	0,0001		0,97	
N-HEXYLBENZEN	C12H18		0		0
N-TRIDECAN	C13H28	0,0044		55,93	
2-METHYLDODECAN	C13H28	0,0001		0,95	
2,3-DIMETHYLUNDECAN	C13H28	0,0042		53,00	
N-OCTYLCYCLOPENTAN	C13H26		0		0
1-TRIDECEN	C13H26	0,0002		2,41	
N-HEPTYLBENZEN	C13H20		0		0
N-TETRADECAN	C14H30	0,0105		132,76	
2-METHYLTRIDECAN	C14H30	0,0002		2,38	
2,3-DIMETHYLDODECAN	C14H30	0,0118		149,52	
N-NONYLCYCLOPENTAN	C14H28		0		0
1-TETRADECEN	C14H28	0,0005		5,88	
1,4-DIBUTYLBENZEN	C14H22		0		0
N-PENTADECAN	C15H32	0,0210		266,04	
2-METHYLTETRADECAN	C15H32	0,0004		5,62	
2,3-DIMETHYLTRIDECAN	C15H32	0,0284		359,84	
N-DECYLCYCLOPENTAN	C15H30		0		0
1-PENTADECEN	C15H30	0,0009		11,74	
N-NONYLBENZEN	C15H24		0		0

N-HEXADECAN	C16H34	0,0368	467,25	
2-METHYLPENTADECAN	C16H34	0,0061	77,82	
2,3-DIMETHYLTETRADECAN	C16H34	0,0496	629,50	
N-DECYLCYCLOHEXAN	C16H32	0	0	
1-HEXADECEN	C16H32	0,0017	21,71	
N-DECYLBENZEN	C16H26	0	0	
N-HEPTADECAN	C17H36	0,0452	573,11	
4-METHYLHEXADECAN,	C17H36	0,0010	12,30	
2,3-DIMETHYLPENTADECAN	C17H36	0,0772	979,02	
N-DODECYLCYCLOPENTAN	C17H34	0	0	
1-HEPTADECEN	C17H34	0,0022	28,06	
N-UNDECYLBENZEN	C17H28	0	0	
N-OCTADECAN	C18H38	0,0462	586,31	
4-METHYLHEPTADECAN	C18H38	0,0011	13,68	
2,3-DIMETHYLHEXADECAN	C18H38	0,1050	1331,59	
N-TRIDECYLCYCLOPENTAN	C18H36	0	0	
1-OCTADECEN	C18H36	0,0023	29,23	
N-DODECYLBENZEN	C18H30	0	0	
N-NONADECAN	C19H40	0,0463	587,55	
4-METHYLOCTADECAN	C19H40	0,0011	13,97	
2,3-DIMETHYLHEPTADECAN	C19H40	0,0926	1174,29	
N-TETRADECYLCYCLOPENTAN	C19H38	0	0	
1-NONADECEN	C19H38	0,0023	29,33	
N-TRIDECYLBENZEN	C19H32	0	0	
N-EICOSAN	C20H42	0,0463	587,65	
4-METHYLNONADECAN	C20H42	0,0011	13,99	
2,3-DIMETHYLOCTADECAN	C20H42	0,0904	1147,29	
N-PENTADECYLCYCLOPENTAN	C20H40	0	0	
1-EICOSEN	C20H40	0,0023	29,34	
N-TETRADECYLBENZEN	C20H34	0	0	
N-HENICOSAN	C21H44	0,0463	587.66	
4-METHYLEICOSAN	C21H44	0,0011	13.99	
2,4-DIMETHYLNONADECAN	C21H44	0,0819	1038,95	
N-HEXADECYLCYCLOPENTAN	C21H42	0	0	
1-HENICOSEN	C21H42	0,0023	29.34	
N-PENTADECYLBENZEN	C21H36	0	0	
N-DOCOSAN	C22H46	0,0463	587.66	
4-METHYLHENICOSAN	C22H46	0,0084	106,66	
2,4-DIMETHYLICOSAN	C22H46	0,0668	847,30	
1-DOCOSEN	C22H44	0,0023	29.34	
N-HEXADECYLBENZEN	C22H38	0	0	

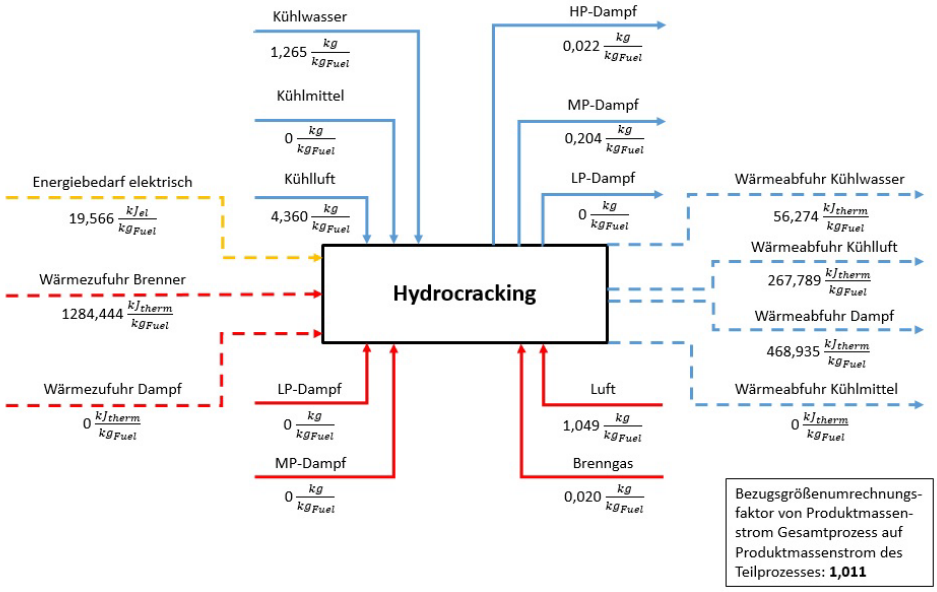


Abbildung A. 40: Energie- und Massenbilanz des Hydrockrackers im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

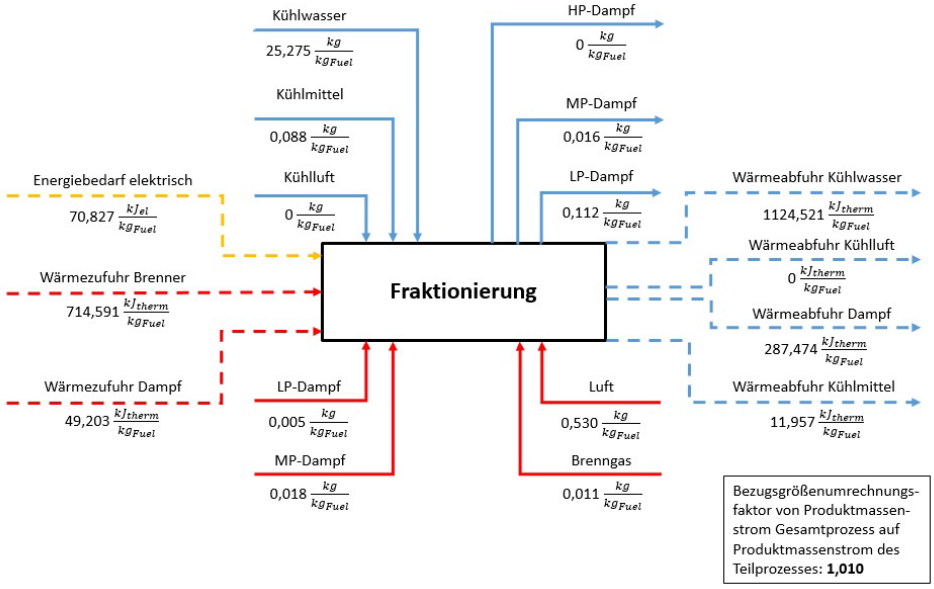


Abbildung A. 41: Energie- und Massenbilanz der Fraktionierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

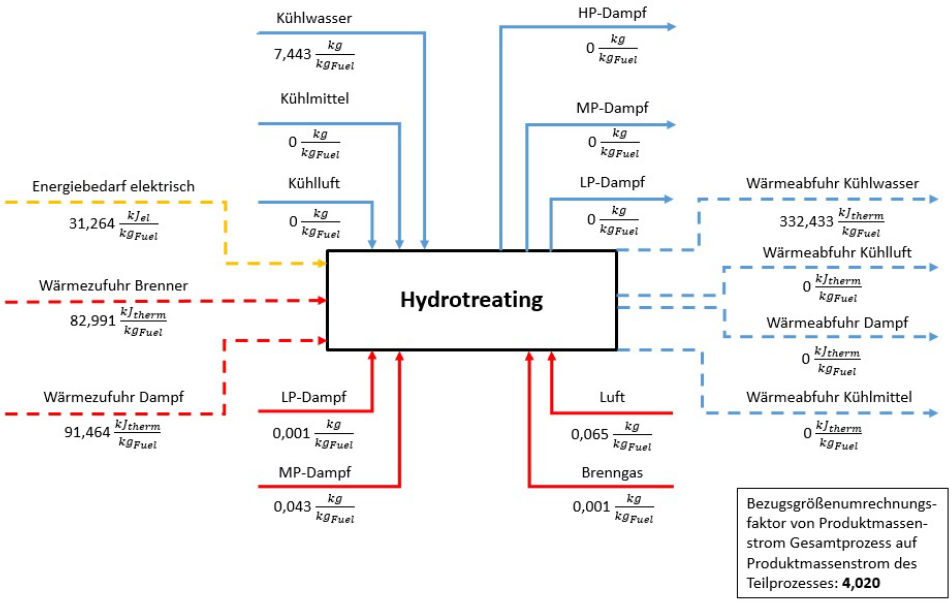


Abbildung A. 42: Energie- und Massenbilanz des Hydrotreatings im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

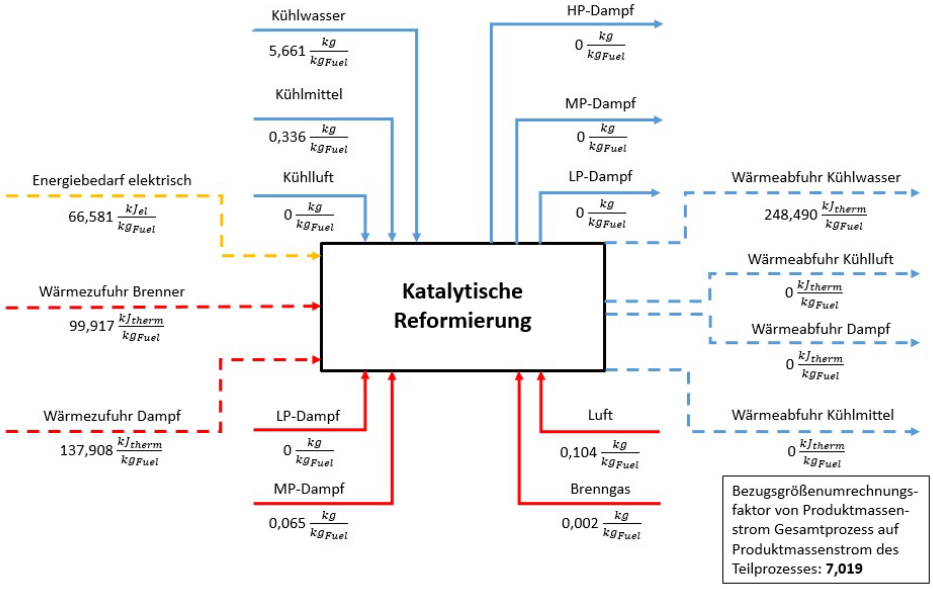


Abbildung A. 43: Energie- und Massenbilanz der Katalytischen Reformierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

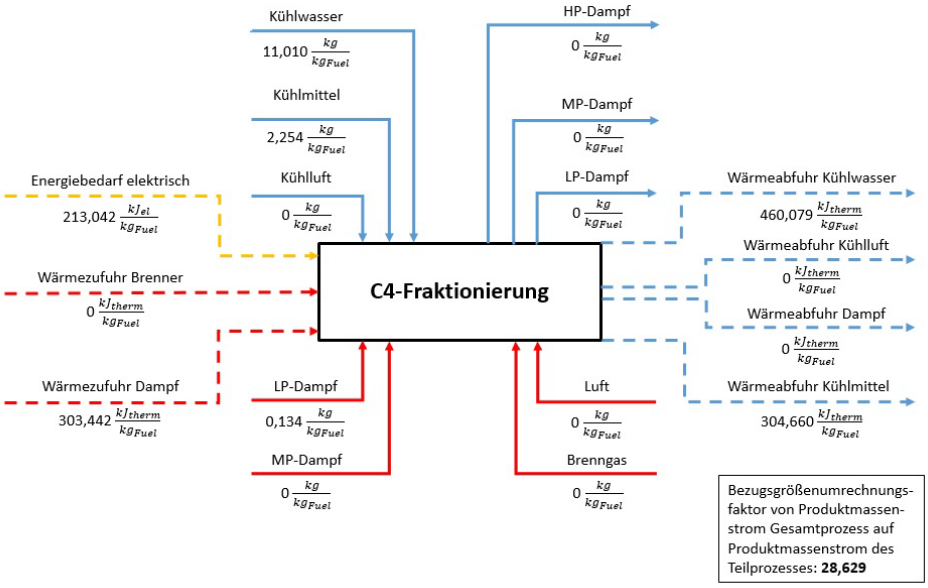


Abbildung A. 44: Energie- und Massenbilanz der C4-Fraktionierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

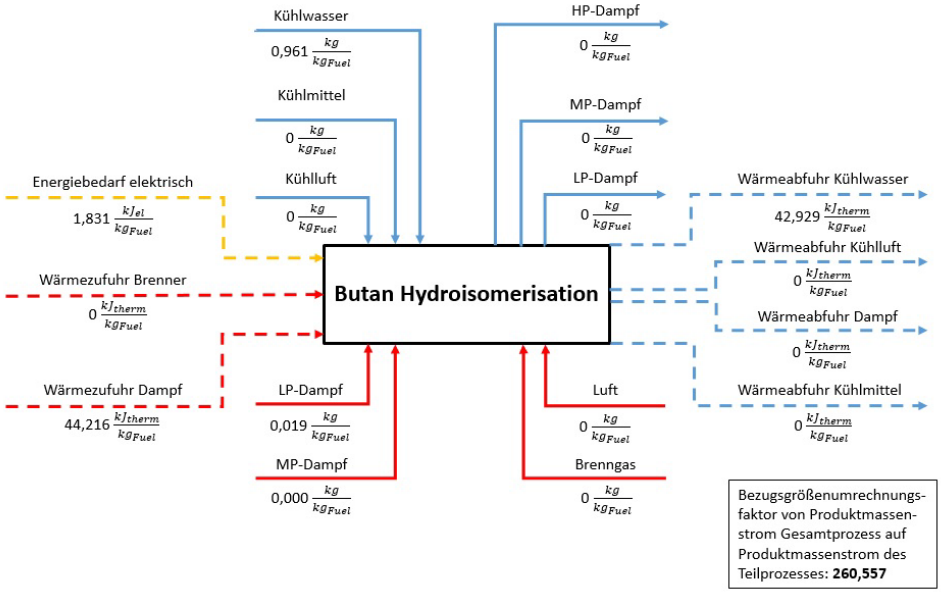


Abbildung A. 45: Energie- und Massenbilanz der Butan Hydroisomerisation im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

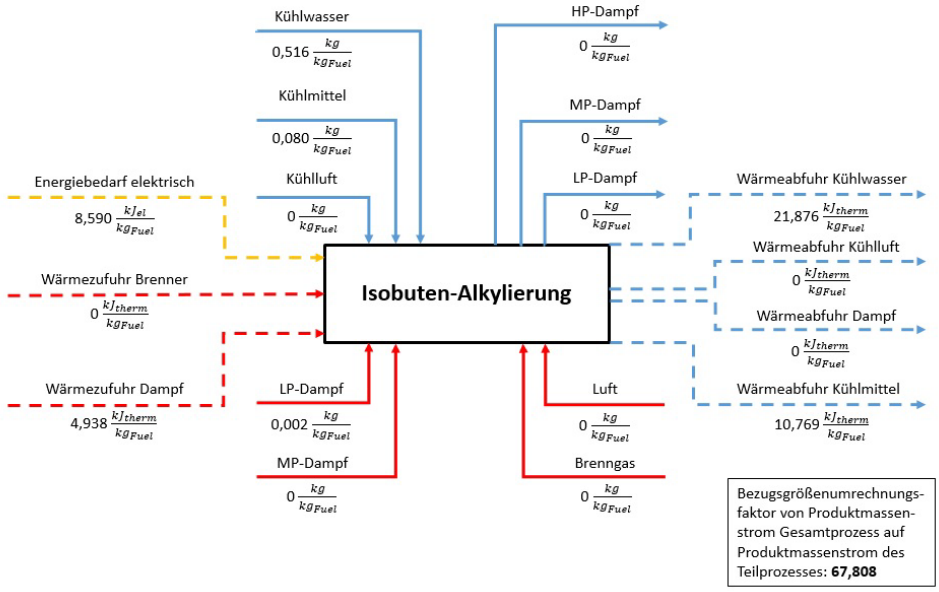


Abbildung A. 46: Energie- und Massenbilanz der Isobuten-Alkylierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

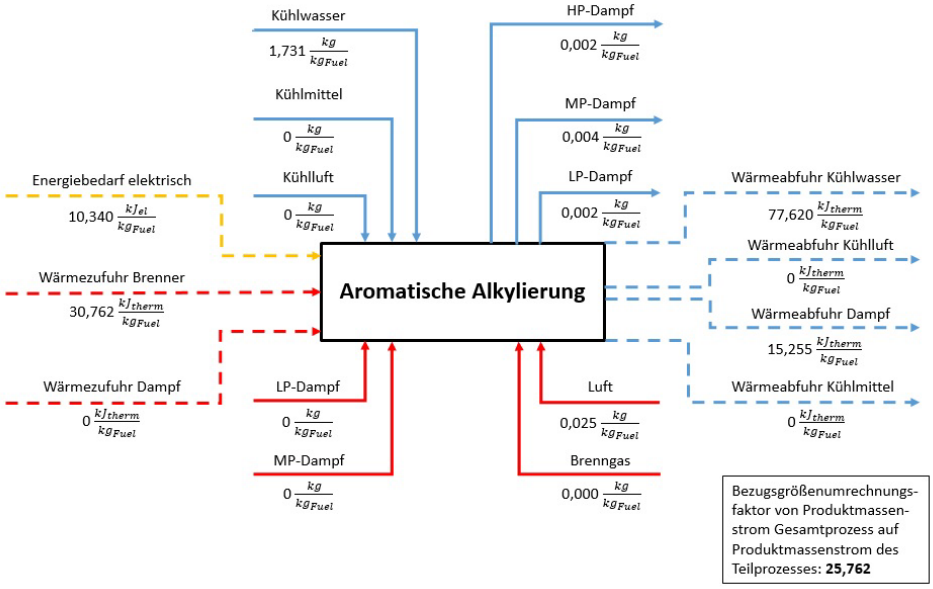


Abbildung A. 47: Energie- und Massenbilanz der Aromatische Alkylierung im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

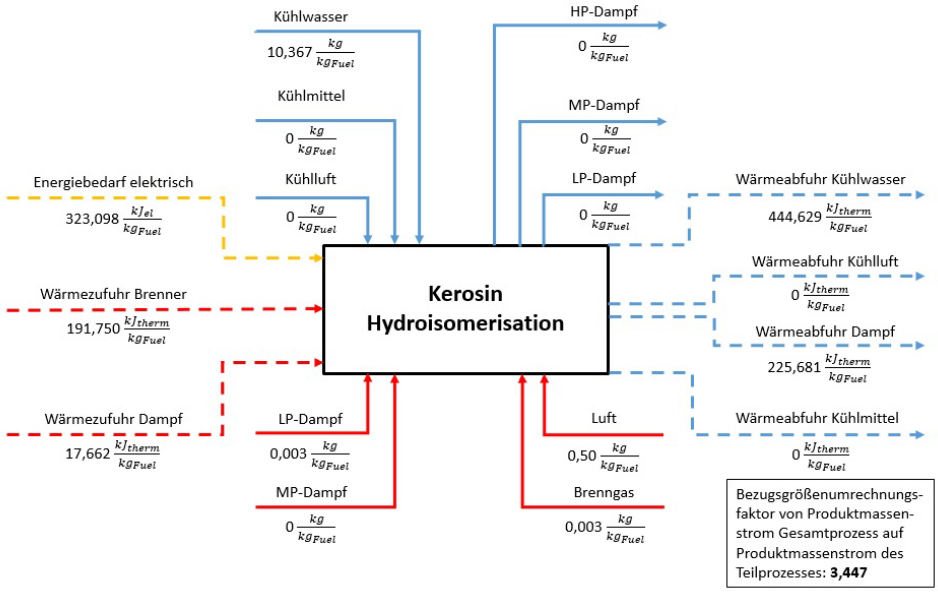


Abbildung A. 48: Energie- und Massenbilanz der Kerosin Hydroisomerisation im Modell mit Wärmeintegration, bezogen auf den gesamten Produktmassenstrom des Veredelungsprozesses (29355 kg/h)

A.5 Ergänzende Informationen zu Kapitel 7

Tabelle A. 10: Liste der nutzbaren CO_2-Quellen und deren zugehörige Eingangsdaten

FacilityName	PostalCode	Distance in km	Usability factor	CO2 Cost in €/Mt	TotalQuantity in Mt	Plant size in MW	MainIASectorName
BASF Schwarzheide GmbH	01987	450	0,4	65.000.000	169.600.000	47	Chemical industry
Dow Olefinverbund GmbH Werk Böhlen	04564	350	0,4	65.000.000	452.000.000	125	Chemical industry
Linde Gas Produktionsgesellschaft mbH & Co. KG	06237	350	0,4	65.000.000	177.600.000	49	Chemical industry
SOLVAY Chemicals GmbH	06406	350	0,4	65.000.000	133.200.000	37	Chemical industry
CropEnergies Bioethanol GmbH	06712	350	0,4	65.000.000	151.600.000	42	Chemical industry
SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	06886	350	0,4	65.000.000	948.000.000	261	Chemical industry
Aluminium Oxid Stade GmbH	21683	75	0,4	65.000.000	165.600.000	46	Chemical industry
DOW Deutschland Anlagenges. m.b.H Werk Stade	21683	75	0,4	65.000.000	238.400.000	66	Chemical industry
YARA Brunsbüttel GmbH	25572	10	0,4	65.000.000	342.400.000	94	Chemical industry
EMPG - EAA Großenkneten Erdgas-Aufbereitungsanlage	26197	100	0,4	65.000.000	472.000.000	130	Chemical industry
Evonik Degussa GmbH	45772	300	0,4	65.000.000	1.052.000.000	290	Chemical industry
Huntsman P&A Germany GmbH ehemals Sachtleben Chemie GmbH	47198	300	0,4	65.000.000	157.200.000	43	Chemical industry
Solvay Chemicals GmbH	47495	300	0,4	65.000.000	322.400.000	89	Chemical industry
Martinswerk GmbH	50127	350	0,4	65.000.000	105.200.000	29	Chemical industry

Basell Polyolefine GmbH Werk Wesseling	50389	350	0,4	65.000.000	916.000.000	252	Chemical industry
INEOS Köln GmbH	50769	350	0,4	65.000.000	1.192.000.000	328	Chemical industry
Orion Engineered Carbons GmbH Werk Kalscheuren	50997	350	0,4	65.000.000	118.800.000	33	Chemical industry
BASF SE	67056	480	0,4	65.000.000	2.848.000.000	784	Chemical industry
Evonik Röhm GmbH	67547	465	0,4	65.000.000	120.800.000	33	Chemical industry
Wacker Chemie AG, Werk Burghausen	84489	680	0,4	65.000.000	317.200.000	87	Chemical industry
Basell Polyolefine GmbH	85126	570	0,4	65.000.000	192.400.000	53	Chemical industry
ROMONTA Amsdorf	06137	350	0,8	70.000.000	372.800.000	103	Energy sector
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH (Raffinerie/POX)	06237	350	0,8	70.000.000	1.632.000.000	450	Energy sector
PCK Raffinerie GmbH Schwedt	16303	360	0,8	70.000.000	3.216.000.000	886	Energy sector
Holborn Europa Raffinerie GmbH	21079	75	0,8	70.000.000	616.000.000	170	Energy sector
Shell Deutschland Oil GmbH SDO Raffinerie Harburg	21107	75	0,8	70.000.000	257.600.000	71	Energy sector
Raffinerie Heide GmbH	25734	10	0,8	70.000.000	778.400.000	214	Energy sector
Ruhr Oel GmbH Werk Scholven	45896	300	0,8	70.000.000	2.592.000.000	714	Energy sector
Ruhr Oel GmbH Werk Horst	45899	300	0,8	70.000.000	920.000.000	253	Energy sector
BP Europa SE BP Lingen	49808	180	0,8	70.000.000	912.000.000	251	Energy sector

Shell Deutschland Oil GmbH Rheinland Raffinerie, Werk Süd	50389	350	0,8	70.000.000	1.456.000.000	401	Energy sector
Shell Deutschland Oil GmbH Rheinland Raffinerie Werk Nord	50997	350	0,8	70.000.000	1.112.000.000	306	Energy sector
MIRO-Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co.KG	76187	535	0,8	70.000.000	587.200.000	162	Energy sector
MIRO-Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co.KG	76187	535	0,8	70.000.000	1.368.000.000	377	Energy sector
OMV Werk Burghausen	84489	680	0,8	70.000.000	888.000.000	245	Energy sector
BAYERNOIL Betriebsteil Vohburg	85088	700	0,8	70.000.000	514.400.000	142	Energy sector
Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH	85092	700	0,8	70.000.000	611.200.000	168	Energy sector
BAYERNOIL Betriebsteil Neustadt	93333	580	0,8	70.000.000	976.000.000	269	Energy sector
Schwenk Zement KG, Werk Bernburg	06406	350	0,8	40.000.000	514.400.000	142	Mineral industry
OPTERRA Karsdorf GmbH	06638	350	0,8	40.000.000	697.600.000	192	Mineral industry
GUARDIAN Flachglas GmbH	06766	350	0,8	100.000.000	96.000.000	26	Mineral industry
CEMEX Zement GmbH	15562	340	0,8	40.000.000	1.184.000.000	326	Mineral industry
Fels-Werke GmbH	15562	340	0,8	40.000.000	180.800.000	50	Mineral industry
Holcim (Deutschland) AG	25566	20	0,8	40.000.000	936.000.000	258	Mineral industry
Holcim (Deutschland) GmbH Werk Höver	31319	190	0,8	40.000.000	493.600.000	136	Mineral industry
Heidelberg Cement AG Zementwerk Paderborn	33106	230	0,8	40.000.000	184.800.000	51	Mineral industry

ZKW Otterbein Zementwerk	36137	360	0,8	40.000.000	163.200.000	45	Mineral industry
Deuna Zement GmbH	37355	290	0,8	40.000.000	816.000.000	225	Mineral industry
Fels-Werke GmbH Kalkwerk Münchehof	38723	230	0,8	40.000.000	268.800.000	74	Mineral industry
FELS-WERKE Kalkwerk Hornberg	38875	360	0,8	40.000.000	157.600.000	43	Mineral industry
FELS-WERKE Kalkwerk Kaltes Tal	38875	360	0,8	40.000.000	366.400.000	101	Mineral industry
FELS-WERKE GmbH Kalkwerk Rübeland	38889	360	0,8	40.000.000	209.600.000	58	Mineral industry
EUROGLAS AG	39171	250	0,8	100.000.000	114.400.000	32	Mineral industry
EUROGLAS GmbH	39340	250	0,8	100.000.000	95.200.000	26	Mineral industry
Kalkwerke H. Oetelshofen GmbH & Co. KG	42327	320	0,8	40.000.000	208.800.000	58	Mineral industry
Rheinkalk GmbH	42489	320	0,8	40.000.000	1.632.000.000	450	Mineral industry
Pilkington Deutschland AG -Werk Gladbeck-	45966	300	0,8	100.000.000	189.600.000	52	Mineral industry
Dyckerhoff GmbH, werk Lengerich	49525	180	0,8	40.000.000	808.000.000	223	Mineral industry
Calcis Lienen GmbH & Co.KG	49536	180	0,8	40.000.000	119.200.000	33	Mineral industry
Portlandzementwerk " Wotan",, H. Schneider KG	54579	400	0,8	40.000.000	140.000.000	39	Mineral industry
Rheinkalk GmbH Werk Hönnetal	58710	250	0,8	40.000.000	644.800.000	178	Mineral industry
Holcim WestZement GmbH Werk: Kollenbach	59269	230	0,8	40.000.000	461.600.000	127	Mineral industry

Phoenix Zementwerke Krogbeumker GmbH & Co.KG	59269	230	0,8	40.000.000	223.200.000	61	Mineral industry
HeidelbergCement AG Zementwerk Ennigerloh	59320	220	0,8	40.000.000	391.200.000	108	Mineral industry
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	59581	240	0,8	40.000.000	110.400.000	30	Mineral industry
Dyckerhoff GmbH, Werk Geseke	59590	240	0,8	40.000.000	217.600.000	60	Mineral industry
HeidelbergCement AG Zementwerk Geseke (Milke)	59590	240	0,8	40.000.000	525.600.000	145	Mineral industry
Portlandzementwerk -Wittekind- Hugo Miebach Söhne KG	59597	240	0,8	40.000.000	396.800.000	109	Mineral industry
Portland-Zementwerke Gebr. Seibel GmbH & Co. KG	59597	240	0,8	40.000.000	317.600.000	87	Mineral industry
Portland-Zementwerke Seibel & Söhne GmbH & Co. KG	59597	240	0,8	40.000.000	248.800.000	69	Mineral industry
Spenner Zement GmbH & Co. KG	59597	240	0,8	40.000.000	556.000.000	153	Mineral industry
Dyckerhoff GmbH, Werk Amöneburg	65203	410	0,8	40.000.000	156.000.000	43	Mineral industry
Schaefer Kalk GmbH & Co. KG, Werk Steeden	65594	370	0,8	40.000.000	205.600.000	57	Mineral industry
Schaefer Kalk GmbH & Co. KG	65623	370	0,8	40.000.000	264.000.000	73	Mineral industry
Dyckerhoff GmbH, Werk Göllheim	67307	460	0,8	40.000.000	546.400.000	151	Mineral industry
HeidelbergCement AG Zementwerk Leimen	69181	480	0,8	40.000.000	358.400.000	99	Mineral industry
Holcim (Süddeutschland) GmbH	72359	600	0,8	40.000.000	408.800.000	113	Mineral industry
Opterra Wössingen GmbH	75045	520	0,8	40.000.000	401.600.000	111	Mineral industry

Zementwerk Rohrdorf	83101	700	0,8	40.000.000	603.200.000	166	Mineral industry
Märker Kalk GmbH	86655	570	0,8	40.000.000	144.000.000	40	Mineral industry
Märker Zement GmbH	86655	570	0,8	40.000.000	545.600.000	150	Mineral industry
Märker Kalk GmbH	89134	610	0,8	40.000.000	123.200.000	34	Mineral industry
Schwenk Zement KG, Werk Mergelstetten	89522	610	0,8	40.000.000	367.200.000	101	Mineral industry
HeidelbergCement AG	89601	610	0,8	40.000.000	642.400.000	177	Mineral industry
Schwenk Zement KG, Werk Allmendingen	89604	610	0,8	40.000.000	409.600.000	113	Mineral industry
Solnhofer Portland-Zementwerke GmbH & Co. KG	91807	510	0,8	40.000.000	212.800.000	59	Mineral industry
Pilkington Deutschland AG	92729	510	0,8	100.000.000	177.600.000	49	Mineral industry
HeidelbergCement AG, Zementwerk Burglengenfeld	93133	540	0,8	40.000.000	697.600.000	192	Mineral industry
Kalkwerk Saal	93342	580	0,8	40.000.000	225.600.000	62	Mineral industry
SCHWENK Zement KG, Werk Karlstadt	97753	420	0,8	40.000.000	484.000.000	133	Mineral industry
HeidelbergCement AG Zementwerk Lengfurt	97855	450	0,8	40.000.000	496.000.000	137	Mineral industry
Stora Enso Sachsen GmbH	04838	350	0,6	70.000.000	121.200.000	33	Paper and wood production processing
BHW Beeskow Holzwerkstoffe GmbH	15848	400	0,6	70.000.000	201.000.000	55	Paper and wood production processing
LEIPA Georg Leinfelder GmbH Werk Schwedt	16303	360	0,6	70.000.000	219.000.000	60	Paper and wood production processing

Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH & Co. KG	26316	20	0,6	70.000.000	178.200.000	49	Paper and wood production processing
Nordland Papier GmbH Papierfabrik	26892	50	0,6	70.000.000	163.200.000	45	Paper and wood production processing
Sappi Alfeld GmbH	31061	210	0,6	70.000.000	198.600.000	55	Paper and wood production processing
Pfleiderer Gütersloh GmbH (Werk 2)	33332	230	0,6	70.000.000	154.800.000	43	Paper and wood production processing
Papierfabrik A. Jass GmbH & Co.KG	36039	360	0,6	70.000.000	117.600.000	32	Paper and wood production processing
Zellstoff Stendal GmbH	39596	230	0,6	70.000.000	1.170.000.000	322	Paper and wood production processing
Smurfit Kappa Zülpich Papier GmbH	53909	380	0,6	70.000.000	154.800.000	43	Paper and wood production processing
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	56727	400	0,6	70.000.000	159.000.000	44	Paper and wood production processing
Reno De Medici Arnsberg GmbH	59821	240	0,6	70.000.000	119.400.000	33	Paper and wood production processing
DS Smith Paper Deutschland GmbH Werk Aschaffenburg	63741	430	0,6	70.000.000	105.000.000	29	Paper and wood production processing
Sappi Stockstadt GmbH	63811	430	0,6	70.000.000	330.000.000	91	Paper and wood production processing
SCA Hygiene Products GmbH	68305	480	0,6	70.000.000	139.200.000	38	Paper and wood production processing
Stora Enso Maxau GmbH	76187	535	0,6	70.000.000	182.400.000	50	Paper and wood production processing
Papierfabrik August Koehler SE	77704	570	0,6	70.000.000	99.600.000	27	Paper and wood production processing
UPM GmbH, Werk Schongau	86956	670	0,6	70.000.000	254.400.000	70	Paper and wood production processing
Pfleiderer Neumarkt GmbH Spanplattenwerk 2 und 3	92318	510	0,6	70.000.000	261.600.000	72	Paper and wood production processing

ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	15890	415	0,4	60.000.000	764.000.000	210	Productiona and processing of metals
Aurubis AG	20539	75	0,6	70.000.000	102.600.000	28	Productiona and processing of metals
TRIMET Aluminium SE, Niederlassung Hamburg	21129	75	0,6	70.000.000	135.000.000	37	Productiona and processing of metals
ArcelorMittal Bremen GmbH / BREMA Walzwerk GmbH	28237	80	0,4	60.000.000	219.600.000	60	Productiona and processing of metals
ArcelorMittal Bremen GmbH	28237	80	0,4	60.000.000	1.168.000.000	322	Productiona and processing of metals
Salzgitter Flachstahl GmbH Werk Salzgitter	38239	200	0,4	60.000.000	2.972.000.000	819	Productiona and processing of metals
Hydro Aluminium Rolled Products GmbH Rheinwerk	41468	320	0,6	70.000.000	183.600.000	51	Productiona and processing of metals
Aurubis AG	44532	320	0,6	70.000.000	105.000.000	29	Productiona and processing of metals
ThyssenKrupp Steel Europe AG Werk Höntrop	44793	300	0,4	60.000.000	94.800.000	26	Productiona and processing of metals
TRIMET Aluminium SE	45356	300	0,6	70.000.000	160.800.000	44	Productiona and processing of metals
TRIMET Aluminium SE Niederlassung Voerde	46562	300	0,6	70.000.000	94.800.000	26	Productiona and processing of metals
DK Recycling und Roheisen GmbH	47053	300	0,4	60.000.000	227.200.000	63	Productiona and processing of metals
ArcelorMittal Ruhrort GmbH Werk Ruhrort	47137	300	0,4	60.000.000	97.200.000	27	Productiona and processing of metals
ThyssenKrupp Steel Europe AG Werk Beeckerwerth	47166	300	0,4	60.000.000	379.600.000	105	Productiona and processing of metals
ThyssenKrupp Steel Europe AG Werk Bruckhausen	47166	300	0,4	60.000.000	195.600.000	54	Productiona and processing of metals
ThyssenKrupp Steel Europe AG Werk Hamborn	47166	300	0,4	60.000.000	508.000.000	140	Productiona and processing of metals

ThyssenKrupp Steel Europe AG Werk Schwelgern	47166	300	0,4	60.000.000	1.948.000.000	537	Productiona and processing of metals
Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH	47259	300	0,4	60.000.000	1.932.000.000	532	Productiona and processing of metals
AG der Dillinger Hüttenwerke	66763	520	0,4	60.000.000	275.200.000	76	Productiona and processing of metals
ROGESA Roheisengesellschaft Saar mbH	66763	520	0,4	60.000.000	1.780.000.000	490	Productiona and processing of metals
Rottwerk Pocking	94060	620	0,6	70.000.000	119.400.000	33	Productiona and processing of metals
EEW Energy from Waste Großräschen GmbH	01983	450	0,8	70.000.000	176.800.000	49	Waste and waste water management
Thermische Abfallbehandlung Lauta GmbH & Co. oHG	02991	450	0,8	70.000.000	140.800.000	39	Waste and waste water management
TREA Leuna	06237	350	0,8	70.000.000	332.800.000	92	Waste and waste water management
SUEZ Energie und Verwertung GmbH	06686	350	0,8	70.000.000	239.200.000	66	Waste and waste water management
BSR / MHKW	13597	310	0,8	70.000.000	318.400.000	88	Waste and waste water management
EEW Energy from Waste Premnitz GmbH Industriegelände	14727	270	0,8	70.000.000	110.400.000	30	Waste and waste water management
Vattenfall Europe New Energy Ecopower GmbH	15562	340	0,8	70.000.000	198.400.000	55	Waste and waste water management
Pfleiderer Baruth GmbH	15837	340	0,8	70.000.000	334.400.000	92	Waste and waste water management
VERA Klärschlammverbrennung GmbH	20457	75	0,8	70.000.000	122.400.000	34	Waste and waste water management
MVR Müllverwertung Rugenberger Damm GmbH & Co. KG	21119	75	0,8	70.000.000	258.400.000	71	Waste and waste water management
Müllverwertung Borsigstraße GmbH, (MVB)	22113	75	0,8	70.000.000	391.200.000	108	Waste and waste water management

EEW Energy from Waste Stapelfeld GmbH	22145	80	0,8	70.000.000	258.400.000	71	Waste and waste water management
Müllverbrennung Kiel GmbH & Co. KG - Müllheizkraftwerk Kiel	24114	80	0,8	70.000.000	104.800.000	29	Waste and waste water management
SWN Stadtwerke Neumünster GmbH	24534	70	0,8	70.000.000	320.000.000	88	Waste and waste water management
Müllheizkraftwerk Bremerhaven	27570	20	0,8	70.000.000	228.000.000	63	Waste and waste water management
swb Entsorgung GmbH & Co. KG / MKK Bremen Mittelkalorik-Kraftwerk	28237	80	0,8	70.000.000	215.200.000	59	Waste and waste water management
EEW Energy from Waste Hannover GmbH	30659	170	0,8	70.000.000	196.800.000	54	Waste and waste water management
Enertec Hameln GmbH Müllverbrennungsanlage	31789	190	0,8	70.000.000	332.800.000	92	Waste and waste water management
MVA Bielefeld-Herford GmbH	33609	230	0,8	70.000.000	310.400.000	86	Waste and waste water management
ETN Wintershall	36266	360	0,8	70.000.000	236.000.000	65	Waste and waste water management
Energieversorgung DSS Paper B+T Energie GmbH	37218	270	0,8	70.000.000	299.200.000	82	Waste and waste water management
EEW Energy from Waste Helmstedt GmbH	38372	230	0,8	70.000.000	357.600.000	99	Waste and waste water management
Stadtwerke Düsseldorf AG	40235	320	0,8	70.000.000	312.800.000	86	Waste and waste water management
AWG Abfallwirtschaftsgesellschaft mbH Wuppertal	42349	320	0,8	70.000.000	292.800.000	81	Waste and waste water management
Biomassekraftwerk Lünen GmbH	44536	320	0,8	70.000.000	168.000.000	46	Waste and waste water management
RWE Generation SE MHKW Karnap	45329	300	0,8	70.000.000	495.200.000	136	Waste and waste water management
AGR mbH	45699	300	0,8	70.000.000	535.200.000	147	Waste and waste water management

GMVA Gemeinschafts-Müllverbrennungsanlage Niederrhein GmbH	46049	300	0,8	70.000.000	559.200.000	154	Waste and waste water management
Kreis Weseler Abfallgesellschaft mbH & Co. KG Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	47475	300	0,8	70.000.000	176.000.000	48	Waste and waste water management
EGK Entsorgungsgesellschaft Krefeld GmbH & Co. KG	47829	300	0,8	70.000.000	257.600.000	71	Waste and waste water management
EVI Abfallverwertung B.V. & Co. KG	49824	180	0,8	70.000.000	308.000.000	85	Waste and waste water management
EBE Holzheizkraftwerk GmbH	49824	180	0,8	70.000.000	128.000.000	35	Waste and waste water management
EEW Energy from Waste Saarbrücken GmbH	50354	350	0,8	70.000.000	264.800.000	73	Waste and waste water management
Abfallentsorgungs- und Verwertungsgesellschaft Köln mbH	50735	350	0,8	70.000.000	213.600.000	59	Waste and waste water management
Currenta GmbH & Co. OHG Entsorgungszentrum Bürrig	51371	350	0,8	70.000.000	177.600.000	49	Waste and waste water management
AVEA Entsorgungsbetriebe GmbH & Co. KG	51373	350	0,8	70.000.000	129.600.000	36	Waste and waste water management
MVA Weisweiler GmbH & Co. KG	52249	350	0,8	70.000.000	291.200.000	80	Waste and waste water management
Entsorgungsgesellschaft Mainz mbH	55120	425	0,8	70.000.000	253.600.000	70	Waste and waste water management
Biomasse Heizkraftwerk Siegerl GmbH	56479	370	0,8	70.000.000	98.400.000	27	Waste and waste water management
IHKW Industrieheizkraftwerk Andernach GmbH c/o ThyssenKrupp Rasselstein GmbH	56626	390	0,8	70.000.000	146.400.000	40	Waste and waste water management
MHB Hamm Betriebsführungsgesellschaft mbH	59075	250	0,8	70.000.000	204.000.000	56	Waste and waste water management

ENTEGA AG (HSE)	64293	430	0,8	70.000.000	132.800.000	37	Waste and waste water management
Thermal Conversion Compound Industriepark Höchst GmbH	65926	400	0,8	70.000.000	389.600.000	107	Waste and waste water management
AVA Velsen	66127	500	0,8	70.000.000	189.600.000	52	Waste and waste water management
AHKW Neunkirchen	66538	500	0,8	70.000.000	108.000.000	30	Waste and waste water management
EEW Energy from waste Saarbrücken GmbH	66954	500	0,8	70.000.000	142.400.000	39	Waste and waste water management
GML Abfallwirtschaftsgesellschaft mbH	67059	480	0,8	70.000.000	138.400.000	38	Waste and waste water management
MVV Umwelt Asset GmbH - MHKW Mannheim Müllheizkraftwerk	68169	480	0,8	70.000.000	512.800.000	141	Waste and waste water management
EnBW HKW Stuttgart-Münster (mit MVA)	70376	550	0,8	70.000.000	520.000.000	143	Waste and waste water management
MHKW Göppingen	73037	600	0,8	70.000.000	120.000.000	33	Waste and waste water management
B E B Bio Energie Baden GmbH	77694	570	0,8	70.000.000	153.600.000	42	Waste and waste water management
EEW Energy from Waste Saarbrücken GmbH TREA Breisgau	79427	650	0,8	70.000.000	129.600.000	36	Waste and waste water management
AHKW Geiselbullach	82140	640	0,8	70.000.000	99.200.000	27	Waste and waste water management
Müllheizkraftwerk Burgkirchen	84508	680	0,8	70.000.000	163.200.000	45	Waste and waste water management
Zweckverband Müllverwertungsanlage Ingolstadt	85055	560	0,8	70.000.000	181.600.000	50	Waste and waste water management
GSB Ebenhausen	85107	570	0,8	70.000.000	148.000.000	41	Waste and waste water management
AVA Abfallverwertung Augsburg GmbH	86167	610	0,8	70.000.000	181.600.000	50	Waste and waste water management

Müllheizkraftwerk Kempten	87437	690	0,8	70.000.000	115.200.000	32	Waste and waste water management
Müllverbrennungsanlage	90441	500	0,8	70.000.000	181.600.000	50	Waste and waste water management
Müllkraftwerk Schwandorf	92421	510	0,8	70.000.000	451.200.000	124	Waste and waste water management
Müllheizkraftwerk Bamberg	96052	440	0,8	70.000.000	100.800.000	28	Waste and waste water management
MHKW Coburg	96450	410	0,8	70.000.000	98.400.000	27	Waste and waste water management
Müllheizkraftwerk Würzburg	97076	450	0,8	70.000.000	160.000.000	44	Waste and waste water management

Tabelle A. 11: Ergebnisse der PtF-Produktionsinfrastrukturoptimierung unter drei Annahmen für Kostenstruktur von Wasserstoff

	Fall 1	Fall 2	Fall 3
Total Cost	1,15E+10	1,16E+10	1,15E+10
CO2	32	32	32
crudeoil	285,6510407	285,6510407	285,65104
natgas	197,3370787	197,3370787	197,33708
biomass	400	400	400
hydrogen	264,4188475	264,4155762	264,41558
electricity	7,29443157	7,298326635	7,2983266
RefineryProduction	265,6554679	265,6554679	265,65547
Refinery-gasoline	74,26927058	74,26927058	74,269271
Refinery-diesel	154,251562	154,251562	154,25156
Refinery-kerosene	37,13463529	37,13463529	37,134635
Refinery2Production	0	0	0
Refinery2-gasoline	0	0	0
Refinery2-diesel	0	0	0
NGCondProduction	193	193	193
NGCond-cng	193	193	193
BM-FT1Production	18,82440422	18,62485421	18,624854
BM-FT1-gasoline	5,817263803	5,755597309	5,7555973
BM-FT1-diesel	13,00714041	12,86925691	12,869257
BM-FT2Production	167,461733	167,645529	167,64553
BM-FT2-gasoline	41,02812457	41,07315461	41,073155
BM-FT2-diesel	5,023851989	5,02936587	5,0293659
BM-FT2-kerosene	121,4097564	121,5430085	121,54301
BM-MethProduction	0	0	0
BM-Meth-cng	0	0	0
BM-MeOHProduction	0	0	0
BM-MeOH-gasoline	0	0	0
BM-DMEProduction	0	0	0
BM-DME-diesel	0	0	0
MtGProduction	233,2740421	233,6842328	233,68423
MtG-gasoline	233,2740421	233,6842328	233,68423
PtF-FT1Production	0	0	0
PtF-FT1-gasoline	0	0	0
PtF-FT1-diesel	0	0	0
PtF-FT2Production	2,38077E-05	0	0
PtF-FT2-gasoline	5,83289E-06	0	0
PtF-FT2-diesel	7,14232E-07	0	0
PtF-FT2-kerosene	1,72606E-05	0	0
PtF-FT3Production	3,830640641	3,480009918	3,4800099
PtF-FT3-gasoline	0	0	0

PtF-FT3-diesel	2,375049588	2,157653745	2,1576537
PtF-FT3-kerosene	1,455591053	1,322356174	1,3223562
PtF-MethProduction	3,0348E-20	0	0
PtF-Meth-cng	3,0348E-20	0	0
PtF-MeOHProduction	0	0	0
PtF-MeOH-gasoline	0	0	0
PtF-DMEProduction	0	0	0
PtF-DME-diesel	0	0	0
PVGasProduction	221,4929418	221,7389096	221,73891
PVGas-km	221,4929418	221,7389096	221,73891
PVDieselProduction	0	0	0
PVDiesel-km	0	0	0
Lkw-3.5Production	0	0	0
Lkw-3.5-km	0	0	0
Lkw-7.5Production	0	0	0
Lkw-7.5-km	0	0	0
Lkw-12Production	0	0	0
Lkw-12-km	0	0	0
Lkw-12+Production	8,76034738	8,76034738	8,7603474
Lkw-12+-km	8,76034738	8,76034738	8,7603474
Lkw-SZMProduction	7,240877197	7,196602997	7,196603
Lkw-SZM-km	7,240877197	7,196602997	7,196603
bus-linieProduction	0	0	0
bus-linie-km	0	0	0
bus-reiseProduction	0	0	0
bus-reise-km	0	0	0
PVcngProduction	0,258466963	0,012499183	0,0124992
PVcng-km	0,258466963	0,012499183	0,0124992
Lkw-3.5_ngProduction	20,45195964	20,45195964	20,45196
Lkw-3.5_ng-km	20,45195964	20,45195964	20,45196
Lkw-7.5_ngProduction	1,253904245	1,253904245	1,2539042
Lkw-7.5_ng-km	1,253904245	1,253904245	1,2539042
Lkw-12_ngProduction	0,474078597	0,474078597	0,4740786
Lkw-12_ng-km	0,474078597	0,474078597	0,4740786
Lkw-12+_ngProduction	-4,80341E-15	-3,89711E-15	-4,44E-15
Lkw-12+_ng-km	-4,80341E-15	-3,89711E-15	-4,44E-15
Lkw-SZM_ngProduction	12,86023065	12,90450486	12,904505
Lkw-SZM_ng-km	12,86023065	12,90450486	12,904505
bus-linie_ngProduction	0,512870127	0,512870127	0,5128701
bus-linie_ng-km	0,512870127	0,512870127	0,5128701
bus-reise_ngProduction	0,425731699	0,425731699	0,4257317
bus-reise_ng-km	0,425731699	0,425731699	0,4257317

GasolineHubUsage	354,3887069	354,7822553	354,78226
DieselHubUsage	174,6576047	174,3078385	174,30784
KeroseneHubUsage	160	160	160
MethaneHubUsage	193	193	193
pkmUsage	221,7514088	221,7514088	221,75141
tkm-3.5Usage	20,45195964	20,45195964	20,45196
tkm-7.5Usage	1,253904245	1,253904245	1,2539042
tkm-12Usage	0,474078597	0,474078597	0,4740786
tkm-12+Usage	8,76034738	8,76034738	8,7603474
tkm-SZMUsage	20,10110785	20,10110785	20,101108
km-bus-linieUsage	0,512870127	0,512870127	0,5128701
km-bus-reiseUsage	0,425731699	0,425731699	0,4257317
keroseneUsage	160	160	160
otherUsage	50	50	50

Tabelle A. 12: Ergebnisse der PtF-Produktionsinfrastrukturoptimierung mit verschiedenen alternativen Kraftstoffen

Fall	Drop-in	DME	SNG-1	SNG-2	OME
Szenario	PROG-FC	PROG-FC	PROG-FC	PROG-FC	PROG-FC
Jahr	2050	2050	2050	2050	2050
CO_2-Reduktion	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
CO2	32	32	32	32	32
crudeoil	285,6510407	285,6510407	200,15385	0,3244829	285,6510407
natgas	197,3370787	197,3370787	308,69641	568,97238	197,3370787
biomass	400	400	400	400	400
hydrogen	264,4188475	235,9055546	309,7475	232,75717	274,1866754
electricity	7,29443157	4,223497818	7,1890999	5,6601539	7,549019356
steam					17,49860724
RefineryProduction	265,6554679	265,6554679	186,14308	0,3017691	265,6554679
Refinery-gasoline	74,26927058	74,26927058	52,04	0,0843655	74,26927058
Refinery-diesel	154,251562	154,251562	108,08308	0,1752208	154,251562
Refinery-kerosene	37,13463529	37,13463529	26,02	0,0421828	37,13463529
Refinery2Production	0	0	0	0	0
Refinery2-gasoline	0	0	0	0	0
Refinery2-diesel	0	0	0	0	0
NGCondProduction	193	193	301,91188	556,46749	193
NGCond-cng	193	193	301,91188	556,46749	193
BM-FT1Production	18,82440422	0	0	1,080179	16,64457696
BM-FT1-gasoline	5,817263803	0	0	0,3338053	5,143636631
BM-FT1-diesel	13,00714041	0	0	0,7463737	11,50094033
BM-FT2Production	167,461733	169,4694686	184,8	183,8051	169,4694686
BM-FT2-gasoline	41,02812457	41,5200198	45,276	45,032249	41,5200198
BM-FT2-diesel	5,023851989	5,084084057	5,544	5,5141529	5,084084058
BM-FT2-kerosene	121,4097564	122,8653647	133,98	133,2587	122,8653647

BM-MethProduction	0	0	0	0	0
BM-Meth-cng	0	0	0	0	0
BM-MeOHProduction	0	0	0	0	0
BM-MeOH-gasoline	0	0	0	0	0
BM-DMEProduction	0	18,2173199	0	0	0
BM-DME-diesel	0	18,2173199	0	0	0
MtGProduction	233,2740421	0	0	126,53178	210,7508779
MtG-gasoline	233,2740421	0	0	126,53178	210,7508779
PtF-FT1Production	0	0	0	1,713E-16	-3,0325E-08
PtF-FT1-gasoline	0	0	0	5,293E-17	-9,3714E-09
PtF-FT1-diesel	0	0	0	1,184E-16	-2,0954E-08
PtF-FT2Production	2,38077E-05	0	0	5,251E-17	0
PtF-FT2-gasoline	5,83289E-06	0	0	1,287E-17	0
PtF-FT2-diesel	7,14232E-07	0	0	1,575E-18	0
PtF-FT2-kerosene	1,72606E-05	0	0	3,807E-17	0
PtF-FT3Production	3,830640641	0	0	70,263374	-4,3263E-08
PtF-FT3-gasoline	0	0	0	0	0
PtF-FT3-diesel	2,375049588	0	0	43,564253	-2,6824E-08
PtF-FT3-kerosene	1,455591053	0	0	26,699121	-1,6439E-08
PtF-MethProduction	3,0348E-20	0	257,57518	1,243E-16	5,57612E-09
PtF-Meth-cng	3,0348E-20	0	257,57518	1,243E-16	5,57612E-09
PtF-MeOHProduction	0	0	0	0	0
PtF-MeOH-gasoline	0	0	0	0	0
PtF-DMEProduction	0	214,6753728	0	0	0
PtF-DME-diesel	0	214,6753728	0	0	0
PtF-OMEProduction					24
PtF-OME-ome					24
OME-steamProduction					24
OME-steam-diesel					24
PVGasProduction	221,4929418	72,36830649	60,8225	107,48888	207,302378
PVGas-km	221,4929418	72,36830649	60,8225	107,48888	207,302378
PVDieselProduction	0	67,1577196	0	0	0
PVDiesel-km	0	67,1577196	0	0	0
Lkw-3.5Production	0	0	0	0	0
Lkw-3.5-km	0	0	0	0	0
Lkw-7.5Production	0	1,253904245	2,538E-16	0	0
Lkw-7.5-km	0	1,253904245	2,538E-16	0	0
Lkw-12Production	0	0,474078597	0	0	0
Lkw-12-km	0	0,474078597	0	0	0
Lkw-12+Production	8,76034738	8,76034738	8,2632567	0	8,76034738
Lkw-12+-km	8,76034738	8,76034738	8,2632567	0	8,76034738
Lkw-SZMProduction	7,240877197	20,10110785	0	0	9,79517867
Lkw-SZM-km	7,240877197	20,10110785	0	0	9,79517867
bus-linieProduction	0	0,512870127	1,009E-16	0	0

bus-linie-km	0	0,512870127	1,009E-16	0	0
bus-reiseProduction	0	0,425731699	-6,17E-17	0	0
bus-reise-km	0	0,425731699	-6,17E-17	0	0
PVcngProduction	0,258466963	82,22538267	160,92891	114,26253	14,4490307
PVcng-km	0,258466963	82,22538267	160,92891	114,26253	14,4490307
Lkw-3.5_ngProduction	20,45195964	20,45195964	20,45196	20,45196	20,45195964
Lkw-3.5_ng-km	20,45195964	20,45195964	20,45196	20,45196	20,45195964
Lkw-7.5_ngProduction	1,253904245	0	1,2539042	1,2539042	1,253904245
Lkw-7.5_ng-km	1,253904245	0	1,2539042	1,2539042	1,253904245
Lkw-12_ngProduction	0,474078597	1,02089E-16	0,4740786	0,4740786	0,474078597
Lkw-12_ng-km	0,474078597	1,02089E-16	0,4740786	0,4740786	0,474078597
Lkw-12+_ngProduction	-4,80341E-15	9,06305E-17	0,4970906	8,7603474	-7,5223E-15
Lkw-12+_ng-km	-4,80341E-15	9,06305E-17	0,4970906	8,7603474	-7,5223E-15
Lkw-SZM_ngProduction	12,86023065	2,84217E-15	20,101108	20,101108	10,30592918
Lkw-SZM_ng-km	12,86023065	2,84217E-15	20,101108	20,101108	10,30592918
bus-linie_ngProduction	0,512870127	-8,14843E-17	0,5128701	0,5128701	0,512870127
bus-linie_ng-km	0,512870127	-8,14843E-17	0,5128701	0,5128701	0,512870127
bus-reise_ngProduction	0,425731699	0	0,4257317	0,4257317	0,425731699
bus-reise_ng-km	0,425731699	0	0,4257317	0,4257317	0,425731699
GasolineHubUsage	354,3887069	115,7892904	97,316	171,9822	331,6838049
DieselHubUsage	174,6576047	392,2283388	113,62708	50	194,8365863
KeroseneHubUsage	160	160	160	160	160
MethaneHubUsage	193	193	559,48706	556,46749	193
pkmUsage	221,7514088	221,7514088	221,75141	221,75141	221,7514088
tkm-3.5Usage	20,45195964	20,45195964	20,45196	20,45196	20,45195964
tkm-7.5Usage	1,253904245	1,253904245	1,2539042	1,2539042	1,253904245
tkm-12Usage	0,474078597	0,474078597	0,4740786	0,4740786	0,474078597
tkm-12+Usage	8,76034738	8,76034738	8,7603474	8,7603474	8,76034738
tkm-SZMUsage	20,10110785	20,10110785	20,101108	20,101108	20,10110785
km-bus-linieUsage	0,512870127	0,512870127	0,5128701	0,5128701	0,512870127
km-bus-reiseUsage	0,425731699	0,425731699	0,4257317	0,4257317	0,425731699
keroseneUsage	160	160	160	160	160
otherUsage	50	50	50	50	50

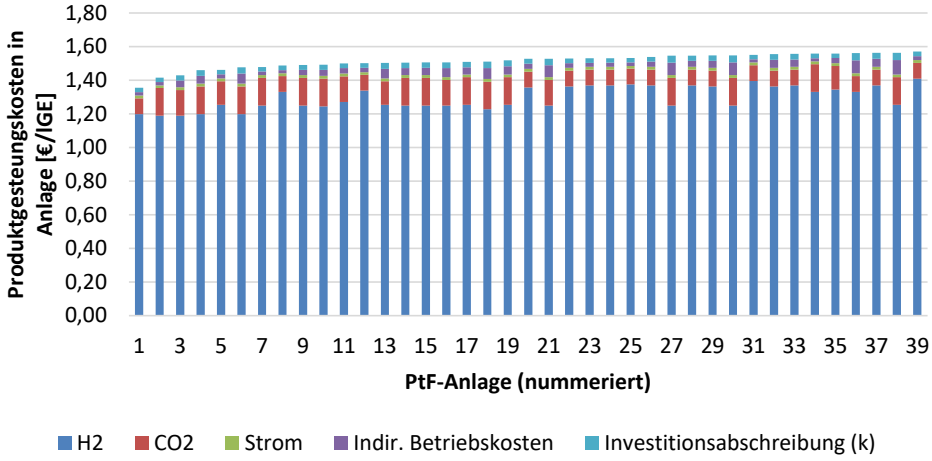


Abbildung A. 49: Anlagenübersicht DME Fall

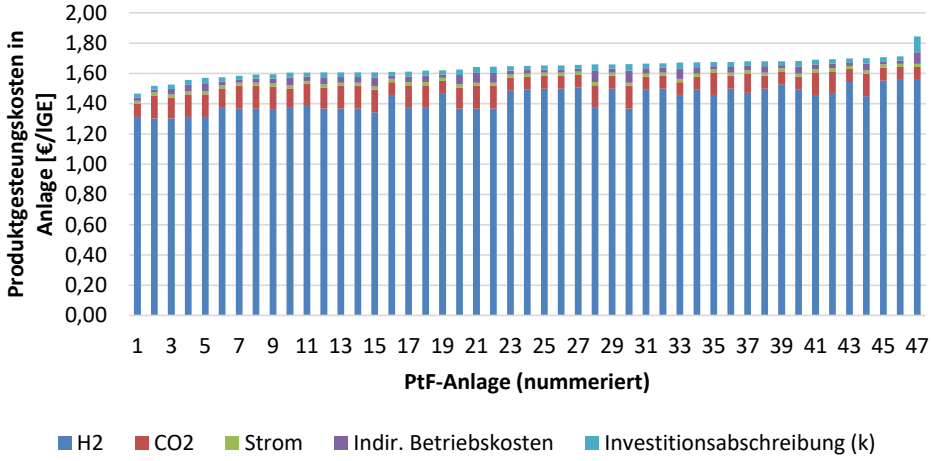


Abbildung A. 50: Anlagenübersicht SNG-1 Fall

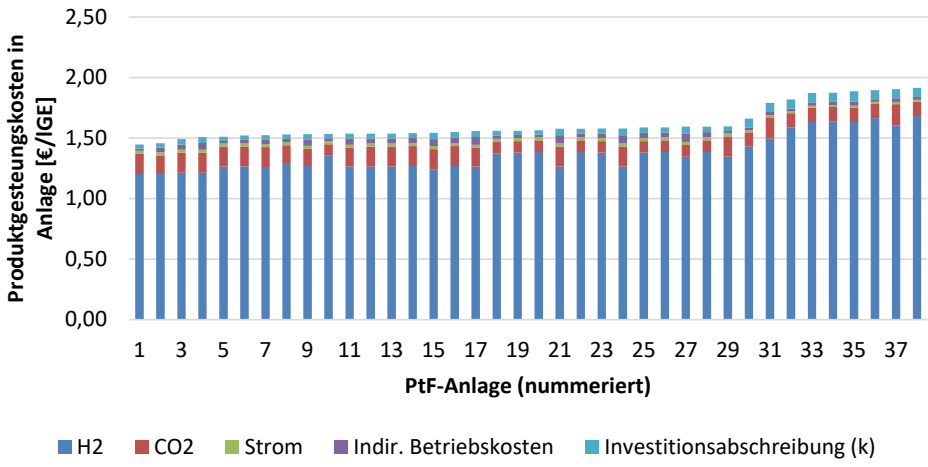


Abbildung A. 51: Anlagenübersicht SNG-2 Fall

Danksagung

Die vorliegende Dissertation ist während meiner Tätigkeit am Institut für Energie- und Klimaforschung: Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3 und IEK-14) des Forschungszentrum Jülich von September 2016 bis August 2019 entstanden. Für die hervorragenden Arbeitsbedingungen bin ich der Abteilung und dem Institut sehr dankbar. Am Zustandekommen und Gelingen dieser Arbeit sind einige Personen beteiligt, denen ich an dieser Stelle danken möchte.

Vielen herzlichen Dank an meinem Betreuer und Abteilungsleiter Herrn Prof. Dr.-Ing. Ralf Peters für die stetige fachliche Unterstützung und die Ermöglichung dieser Arbeit. Mein größter Dank gilt Dr. Can Samsun, dessen offenes Ohr, unerschütterte Hilfsbereitschaft und kritisches Auge maßgeblich zum Gelingen der Promotion beigetragen haben. Sein Vertrauen in meine Person seit meiner Bachelorarbeit in der Arbeitsgruppe in 2012.

Ich danke meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing Detlef Stolten für die Übernahme der Betreuungsverantwortung im Promotionsverfahren. Für das Interesse an meiner Dissertation und die Übernahme des Korreferats sowie des Prüfungsvorsitzes bedanke ich mich vielmals bei Prof. Dr.-Ing. Christian Mohrdieck und Prof. Dr.-Ing. Eike Stumpf.

Band / Volume 599
IEK-14 Report 2022
Research contributions for the energy transition and structural change in the Rhineland
B. Emonts (Ed.) (2022), 83 pp
ISBN: 978-3-95806-676-2

Band / Volume 600
Development of Glass-based Sealants for the Joining of Oxygen Transport Membranes
X. Li (2022), IV, 159 pp
ISBN: 978-3-95806-677-9

Band / Volume 601
High-resolution imaging of transport processes with GPR full-waveform inversion
P. Haruzi (2022), iv, 173 pp
ISBN: 978-3-95806-678-6

Band / Volume 602
Synthesis of optimized cathode materials for all-solid-state lithium batteries
C. Roitzheim (2022), xv, 221 pp
ISBN: 978-3-95806-679-3

Band / Volume 603
Development of components based on Ti_2AlC/fiber composites for aggressive environmental conditions
S. Badie (2023), x, 161 pp
ISBN: 978-3-95806-680-9

Band / Volume 604
Multiregionales Energiesystemmodell mit Fokus auf Infrastrukturen
T. M. Groß (2023), xx, 235 pp
ISBN: 978-3-95806-681-6

Band / Volume 605
Temporal Aggregation Methods for Energy System Modeling
M. A. C. Hoffmann (2023), XXVI, 341 pp
ISBN: 978-3-95806-683-0

Band / Volume 606
Examining transport in the Upper Troposphere – Lower Stratosphere with the infrared limb imager GLORIA
L. Krasauskas (2023), v, 107 pp
ISBN: 978-3-95806-691-5

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 607
Sustainable Fabrication of Ceramic Solid Electrolytes for Solid-State Lithium Batteries
R. Ye (2023), vi, 119 pp
ISBN: 978-3-95806-694-6

Band / Volume 608
Improving Nitrogen Retention in Soils Treated with Pig and Cattle Slurry Through the Use of Organic Soil Amendments
X. Cao (2023), XVI, 119 pp
ISBN: 978-3-95806-696-0

Band / Volume 609
Mechanisches Verhalten von Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolysezellen und -Stacks
S. Holtwerth (2023), x, 251 pp
ISBN: 978-3-95806-697-7

Band / Volume 610
Membrane Reactor Concepts for Power-to-Fuel Processes
H. Huang (2023), VI, 197 pp
ISBN: 978-3-95806-703-5

Band / Volume 611
Deployment of Fuel Cell Vehicles in Road Transport and the Expansion of the Hydrogen Refueling Station Network: 2023 Update
R. C. Samsun, M. Rex (2023), i, 39 pp
ISBN: 978-3-95806-704-2

Band / Volume 612
Behavior/performance of tungsten as a wall material for fusion reactors
M. Gago (2023), X, 120 pp
ISBN: 978-3-95806-707-3

Band / Volume 613
Strategieentwicklung zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor mit dem Fokus Kraftstoffe
M. Decker (2023), ix, 243 pp
ISBN: 978-3-95806-714-1

Weitere ***Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich*** unter
http://wwwzb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 613
ISBN 978-3-95806-714-1

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum