

**Biogene und fossile Kraftstoffproduktion an norddeutschen
Hafenstandorten: ein ökonomischer, ökologischer und energetischer
Vergleich der Wertschöpfungsketten.**

Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades
der Fakultät für Agrarwissenschaften
der Georg-August-Universität Göttingen

vorgelegt von
Harald Müller
geboren in Bremen

Göttingen, Juli 2011

D 7

1. Referent: Dr. Jens-Karl Wegener

2. Korreferent: Prof. Dr. Ludwig Theuvsen

Tag der mündlichen Prüfung: 21. Juli 2011

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis.....	VIII
Abkürzungsverzeichnis.....	IX
1 Einleitung.....	1
1.1 Problemstellung.....	1
1.2 Zielsetzung	5
1.3 Vorgehensweise	7
2 Material und Methode.....	10
2.1 Verwendete Quellen.....	10
2.2 Annahmen	13
2.3 Rohstoffbasis.....	17
2.3.1 Voraussetzungen.....	17
2.3.1.1 Biokraftstoffproduktion.....	17
2.3.1.2 Fossile Kraftstoffproduktion	22
2.3.2 Rohstoffe.....	23
2.3.2.1 Empty Fruit Bunch Pellets aus Malaysia.....	23
2.3.2.2 Reisschalenmehl aus China	26
2.3.2.3 Holzpellets aus Kanada	30
2.3.2.4 Holzhackschnitzel aus dem Baltikum	34
2.3.2.5 Rohöl	38
2.4 Wertschöpfungsketten.....	41
2.4.1 Allgemeine Eigenschaften und Ausgestaltung	41
2.4.2 Empty Fruit Bunch Pellets aus Malaysia.....	44
2.4.2.1 Kraftstoffproduktion nach Choren-Verfahren in Deutschland.....	44
2.4.2.2 Kraftstoffproduktion nach Choren-Verfahren in Malaysia	48
2.4.2.3 Kraftstoffproduktion nach FZK-Verfahren in Deutschland	51
2.4.2.4 Kraftstoffproduktion nach FZK-Verfahren in Malaysia	55
2.4.3 Reisschalenmehl aus China	58

2.4.4	Holzpellets aus Kanada.....	61
2.4.5	Holzhackschnitzel aus dem Baltikum.....	65
2.4.6	Fossiler Kraftstoff.....	69
2.5	Methodik.....	74
2.5.1	Ökonomischer Vergleich: Kostenvergleichsrechnung.....	74
2.5.2	Ökologischer Vergleich: Treibhausgasbilanz.....	76
2.5.3	Energetischer Vergleich: Energiebilanz.....	79
2.5.4	Sensitivitätsanalysen.....	81
3	Ergebnis.....	85
3.1	Kostenvergleichsrechnung.....	85
3.2	Treibhausgasbilanz.....	90
3.3	Energiebilanz.....	94
3.4	Sensitivitätsanalyse.....	98
3.5	Zusammenfassung.....	103
4	Diskussion.....	106
4.1	Methodenkritik.....	107
4.2	Andere Sichtweisen in der Literatur.....	112
4.3	Wirkungszusammenhänge.....	115
5	Zusammenfassung und Implikationen.....	123
5.1	Zusammenfassung.....	123
5.2	Implikationen für die Forschung.....	127
5.3	Implikationen für die Praxis.....	130
5.4	Politische Implikationen.....	132
	Danksagung.....	134
	Literaturverzeichnis.....	136
	Anhang.....	147
	Anhang 1.....	147
	Anhang 2.....	148
	Lebenslauf.....	149

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Anforderungen an Biomasse für die Produktion von 500 Gg Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	21
Tabelle 2.2:	Preis ab Werk (Rohstoffe) sowie frei Schiff (Zwischenprodukte) und Energiegehalt (unterer Heizwert, H_u) von Rohstoffen und Zwischenprodukten für die Biomass-to-Liquid-Produktion und fossile Kraftstoffproduktion	22
Tabelle 2.3:	Spezifikation Empty Fruit Bunch Pellets aus Malaysia	24
Tabelle 2.4:	Vor- und Nachteile von Empty Fruit Bunch Pellets als Biomasserohstoff für die Biomass-to-Liquid-Produktion	26
Tabelle 2.5:	Spezifikation Reisschalenmehl aus China	28
Tabelle 2.6:	Vor- und Nachteile von Reisschalenmehl als Biomasserohstoff für die Biomass-to-Liquid-Produktion	30
Tabelle 2.7:	Spezifikation Holzpellets aus Kanada	32
Tabelle 2.8:	Vor- und Nachteile von Holzpellets aus Kanada als Biomasserohstoff für die Biomass-to-Liquid-Produktion	34
Tabelle 2.9:	Spezifikation Holzhackschnittel aus dem Baltikum	36
Tabelle 2.10:	Vor- und Nachteile von Holzhackschnitteln als Biomasserohstoff für die Biomass-to-Liquid-Produktion	38
Tabelle 2.11:	Spezifikation Rohöl (Arabian Light Crude)	39
Tabelle 2.12:	Vor- und Nachteile von Rohöl (Arabian Light Crude)	40
Tabelle 2.13:	Kraftstoffeigenschaften Biomass-to-Liquid-Kraftstoff und fossiler Dieselkraftstoff	42
Tabelle 2.14:	Übersicht Wertschöpfungsketten (WSK)	43
Tabelle 2.15:	Merkmale der Wertschöpfungskette 1	46
Tabelle 2.16:	Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, $CO_{2\text{äq}}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 1	47
Tabelle 2.17:	Merkmale der Wertschöpfungskette 2	49
Tabelle 2.18:	Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, $CO_{2\text{äq}}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 2	50
Tabelle 2.19:	Merkmale der Wertschöpfungskette 3	53
Tabelle 2.20:	Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, $CO_{2\text{äq}}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 3	54
Tabelle 2.21:	Merkmale der Wertschöpfungskette 4	56

Tabelle 2.22:	Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, $\text{CO}_{2\text{äq}}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 4	57
Tabelle 2.23:	Merkmale der Wertschöpfungskette 5.....	59
Tabelle 2.24:	Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, $\text{CO}_{2\text{äq}}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 5	60
Tabelle 2.25:	Merkmale der Wertschöpfungskette 6.....	63
Tabelle 2.26:	Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, $\text{CO}_{2\text{äq}}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 6	64
Tabelle 2.27:	Merkmale der Wertschöpfungskette 7.....	67
Tabelle 2.28:	Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, $\text{CO}_{2\text{äq}}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 7	68
Tabelle 2.29:	Merkmale der Wertschöpfungskette 8.....	71
Tabelle 2.30:	Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, $\text{CO}_{2\text{äq}}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 8	72
Tabelle 3.1:	Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten (WSK).....	86
Tabelle 3.2:	Vergleich der Rohstoffkosten (K_r), der Landtransportkosten (K_{tl}), der Kosten der Zwischenverarbeitung (K_z), der Seetransportkosten (K_{ts}), der Biomass-to-Liquid-Produktionskosten (K_p), der Gutschriften für eingespeisten Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom (GS_{KWK}), der Biomass-to-Liquid-Produktionskosten bereinigt um Kraft-Wärme-Kopplungs-Gutschriften (K_{pKWK}) und der Gesamtkosten (K_G) der Biomass-to-Liquid-Wertschöpfungsketten (WSK).....	87
Tabelle 3.3:	Zusammenfassung der Gesamtemissionen (E_{WSK}) sowie der Emissionen der Zwischenverarbeitung (e_z) bzw. Emissionen der Rohstoffförderung (e_{ec}), der Emissionen der Kraftstoffproduktion (e_{ep} bzw. e_p), der Emissionen des Landtransportes (e_{tl}), der Emissionen des Seetransportes (e_{ts}), der Gutschriften für die Einspeisung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom (e_{ee}) bzw. die Emissionen des Kraftstoffverbrauches (e_u) aller Wertschöpfungsketten (WSK) und des Treibhausgasminderungspotenzials (TMP) der biogenen Wertschöpfungsketten im Vergleich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion	91
Tabelle 3.4:	Energieaufwand der Zwischenverarbeitung (KEA_z) bzw. der Rohstoffherstellung und -beschaffung (KEA_{ec}), Energieaufwand des Landtransportes (KEA_{tl}), Energieaufwand des Seetransportes (KEA_{ts}), Energieaufwand des Produktionsprozesses (KEA_p), Energieproduktion durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung (KEA_{ee}), Energieaufwand des Produktionsprozesses	

	bereinigt um die Kraft-Wärme-Kopplungs-Energie (KEA_{pee}), Energieinput (EI_{WSK}) und Energiebilanz ($ERoEI$) aller Wertschöpfungsketten (WSK) sowie die prozentuale Abweichung der Energiebilanz der biogenen Wertschöpfungsketten von der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion 95	95
Tabelle 3.5:	Reagibilität der Wertschöpfungsketten (WSK) auf Ölpreis und Kohlendioxid (CO_2)-Zertifikatpreis 102	102
Tabelle 3.6:	Gesamtergebnis aller Wertschöpfungsketten (WSK) bei Gleichgewichtung der Bewertungskriterien Gesamtkosten (K_{WSK}), Treibhausgasemissionen (E_{WSK}) gemessen in Kohlendioxidäquivalenten ($CO_{2\ddot{a}q}$) und Energieeffizienz ($ERoEI$).. 103	103
Tabelle 4.1:	Kapitalwerte der Wertschöpfungsketten (WSK)..... 109	109
Tabelle 4.2:	Vergleichende Übersicht der Forschungsergebnisse zu Gesamtkosten, Treibhaus- gasemissionen umgerechnet in Kohlendioxidäquivalenten ($CO_{2\ddot{a}q}$) und Energieaufwänden von Biomass-to-Liquid- Wertschöpfungsketten nach dem Carbo-V [®] -Verfahren und bioliq [®] - Verfahren 113	113
Tabelle 4.3:	Anteilige Gesamtkosten, Treibhausgasemissionen und Energieaufwände von Vorkette und Produktion der Wertschöpfungsketten (WSK) mit Kraftstoffproduktion in Deutschland 116	116

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Aufbau der Arbeit.....	9
Abbildung 3.1:	Einfluss des Ölpreises auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten (WSK) und Äquivalenzölpreise.	99
Abbildung 3.2:	Einfluss des Kohlendioxid-Zertifikatpreises auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten (WSK) und Äquivalenzpreise der Kohlendioxid-Zertifikate.....	100
Abbildung 4.1:	Kostenstruktur der Wertschöpfungsketten (WSK) mit Kraftstoffproduktion in Deutschland [Mio. €].	117
Abbildung 4.2:	Vergleich der Gesamtkosten, Treibhausgasemissionen umgerechnet in Kohlendioxidäquivalenten ($CO_{2\ddot{a}q}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungsketten (WSK) 1 und 2.....	120

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
a	Änderungsfaktor pro \$ Ölpreis bzw. pro € CO ₂ -Zertifikatpreis
API-Grad	American Petroleum Institute Grad, Maßeinheit der Dichte von Rohöl als relative Dichte des Öls zu Wasser bei einer Temperatur von 60° Fahrenheit
A_T	Auszahlungen einer Investition pro Periode (Gesamtkosten der Kostenvergleichsrechnung + Mineralölsteuer + Umsatzsteuer)
bar	Druckeinheit, entspricht etwa dem atmosphärischen Druck auf Meereshöhe
bbf	Rohölbarrel, 0,136 Mg = 158,987 dm ³
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BiokraftQuG	Biokraftstoffquotengesetz
BtL	Biomass-to-Liquid
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
cm²	Quadratcentimeter
C₀	Kapitalwert einer Investition zum Zeitpunkt 0
CO₂	Kohlendioxid
CO₂äq	Kohlendioxidäquivalent, Maßeinheit der Schadstoffemission
ct	Cent
dena	Deutsche Energie-Agentur
d.h.	das heißt
DIN	Deutsche Industrie Norm
dm³	Kubikdezimeter, 1 Liter
E	Gesamtemissionen eines Kraftstoffes
E10	Fossiler Ottokraftstoff mit 10-prozentiger Bioethanolbeimischung
e_{ccr}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid

e_{ccs}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid
e_{ec}	Emissionen aus der Gewinnung oder des Anbaus eines Rohstoffes bzw. Emissionen der Rohstoffförderung
e_{ee}	Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung
e_{ep}	Emissionen der biogenen Kraftstoffproduktion
EFB	Empty Fruit Bunches, Abfallprodukt der Palmölproduktion
EI_{WSK}	Energieeintrag einer Wertschöpfungskette
e_l	Auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen in Folge von Landnutzungsänderungen
EN	Europäische Norm
EN-A	Europäische Norm für Holzpellets für Kleinfeuerungsanlagen
EN-B	Europäische Norm für Industriepellets
e_p	Emissionen der Verarbeitung bzw. der fossilen Kraftstoffproduktion
ERoEI	Energy Returned over Energy Invested, Kennziffer zur Bewertung der Energieeffizienz
$ERoEI_{WSK}$	Energieeffizienz einer Wertschöpfungskette
ER_{WSK}	Gewonnene Energie einer Wertschöpfungskette
e_{sca}	Emissionseinsparung durch Akkumulation von Kohlenstoff im Boden in Folge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
e_t	Emissionen des Transportes
E_T	Einzahlungen einer Investition pro Periode (Umsatz)
et al.	et alii, und andere
etc.	et cetera, und so weiter
e_{td}	Emissionen aus Transport und Vertrieb
e_{ll}	Emissionen des Landtransportes
e_{ts}	Emissionen des Seetransportes
e_u	Emissionen aus der Nutzung bzw. des Verbrauchs des Kraftstoffes

EU	Europäische Union
E_{WSK}	Gesamtemissionen der Wertschöpfungskette
E_{WSKB}	Gesamtemissionen der Biokraftstoff-Wertschöpfungskette
E_{WSKf}	Gesamtemissionen der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion
e_z	Emissionen der Zwischenverarbeitung
FOB	Free on Board, Frei Schiff (Incoterm)
FZK	Forschungszentrum Karlsruhe
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme
Gg	Gigagramm, 1.000 Tonnen
GJ	Gigajoule, 1 Million Joule
$GK_{WSK_{CO_2}}$	Gesamtkosten einer Wertschöpfungskette in Abhängigkeit vom CO ₂ -Zertifikatpreis
$GK_{WSK_{öl}}$	Gesamtkosten eine Wertschöpfungskette in Abhängigkeit vom Ölpreis
GRH	Ground Rice Husk, Reisschalenmehl
GS_{KWK}	Gutschriften für eingespeisten Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung
GS_{KWKi}	Gutschriften des Wertschöpfungsschrittes i für überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung
GWP	Global Warming Potential, Treibhausgaspotenzial
HHS	Holzhackschnitzel
Hrsg.	Herausgeber
H_u	(unterer) Heizwert
HVO	Hydrogenated Vegetable Oils, mit Wasserstoff angereichertes Pflanzenöl
i	Schritte einer Wertschöpfungskette ($i = 1, 2, \dots, m$)
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
IPCC	International Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KEA_{ec}	Energieaufwand der Rohstoffherstellung und -beschaffung der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion

KEA_{ee}	Energieproduktion durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung
KEA_p	Energieaufwand des Produktionsprozesses
KEA_{pee}	Energieaufwand des Produktionsprozesses bereinigt um überschüssige Energie aus Kraft-Wärme-Kopplung
KEA_{tl}	Energieaufwand des Landtransportes
KEA_{ts}	Energieaufwand des Seetransportes
KEA_z	Energieaufwand der Zwischenverarbeitung
kg	Kilogramm
K_G	Gesamtkosten der Wertschöpfungskette bei einem Ölpreis von 77,40 \$ bbl ⁻¹ und einem CO ₂ -Zertifikatpreis von 0 € GJ ⁻¹
km	Kilometer
kn	Knoten, Seemeilen pro Stunde
K_p	BtL-Produktionskosten
K_{pKWK}	BtL-Produktionskosten bereinigt um Gutschriften aus Kraft-Wärme-Kopplung
K_r	Rohstoffkosten
KS_{fixi}	Fixkosten des Wertschöpfungsschrittes i
KS_{vari}	Variable Kosten des Wertschöpfungsschrittes i
K_{tl}	Landtransportkosten
K_{ts}	Seetransportkosten
K_{WSK}	Gesamtkosten einer Wertschöpfungskette
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
K_z	Kosten der Zwischenverarbeitung
LKW	Lastkraftwagen
m	Meter
m	Anzahl der Schritte einer Wertschöpfungskette
m³	Kubikmeter
Mg	Megagramm, 1 Tonne
Mio.	Million
MJ	Megajoule, 1 Million Joule
mm	Millimeter

Mrd.	Milliarde
Ö-Norm	Österreichische Norm
PJ	Petajoule, 1 Billiarde Joule
ProBas	Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente
RED	Renewable Energy Directive, EU Erneuerbare Energien Richtlinie
RH	Rice Husk, Reisschalen
ROE	Rohöläquivalent
RSPO	Roundtable on Sustainable Palm Oil
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
sm	Seemeile, 1 sm = 1.852 m
T	Laufzeit einer Investition
THG	Treibhausgas
TMP	Treibhausgasminderungspotenzial
TU	Technische Universität
Vgl.	Vergleiche
WSK	Wertschöpfungskette
x	Variable, Ölpreis in \$ bbl ⁻¹ oder CO ₂ -Zertifikatpreis in € Mg ⁻¹
z	Kalkulationszinssatz
z.B.	zum Beispiel
€	Euro
°C	Grad Celsius
\$	US-Dollar
%	Prozent
#	Anzahl

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

„Wir sollten das Öl verlassen, bevor es uns verlässt!“

[FATIH BIROL, CHEFÖKONOM DER INTERNATIONALEN ENERGIEBEHÖRDE AM 2. MÄRZ 2008]

Die Notwendigkeit einer Energiewende, d.h. die Abkehr vom ungebremsten Verbrauch fossiler und nuklearer Brennstoffe und deren Substitution durch erneuerbare Energien, ist mittlerweile gesellschaftlich allgemein anerkannt. Die Hauptgründe hierfür sind die Endlichkeit fossiler und nuklearer Energierohstoffe und damit einhergehende Preissteigerungen, die negativen Umweltauswirkungen durch den Verbrauch fossiler Energieträger, wie Treibhausgaseffekt, Verschmutzung von Böden und Meeren, sowie die Unberechenbarkeit und die Gefahren der nuklearen Energieversorgung, deren Zerstörungspotenzial mit den jüngsten Vorfällen in den japanischen Kernkraftanlagen von Fukushima wieder in das Bewusstsein der Öffentlichkeit gerückt ist. Die politische Anerkennung der Notwendigkeit einer Energiewende manifestiert sich in der Ratifikation des Kyoto-Protokolls und den daraus abgeleiteten nationalen und europäischen Gesetzesregelungen zur Reduktion von Treibhausgas(THG)-Emissionen.

In den Märkten für Strom- und Wärmeversorgung ist die Energiewende in Deutschland zumindest eingeleitet. So gibt es für die Stromversorgung (Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomassekraftwerke) und für die Wärmebereitstellung (Müllverbrennung, Solarthermie, Biomasseheizkraftwerke, Biomasseheizungen) marktfähige und etablierte regenerative Alternativen zu den fossilen Brennstoffen Öl, Gas und Kohle sowie der Kernenergie. Die erneuerbaren Energien stellen in Deutschland sowohl im Strommarkt (16,80 %) als auch im Wärmemarkt (9,80 %) mittlerweile einen signifikanten Teil der Energieversorgung sicher. Gleichzeitig sinkt durch Energieeinsparungen und die Verbesserung der Energieeffizienz seit 2001 der Energieverbrauch um 2,23 % und die Treibhausgasemissionen um 15,66 % [BMU, 2010A; BMU, 2010B; IFEU, 2010; BMU, 2011; UBA, 2011].

Demgegenüber sind die THG-Emissionen in Deutschland für den Transport von Personen und Gütern, vor allem durch den Straßenverkehr, in den letzten Jahren um 14,21 % gestiegen [IFEU, 2010; UBA, 2011]. Darüber hinaus sank der Anteil erneuerbarer Energien am Kraftstoffmarkt seit 2007 von 7,20 % auf 5,50 % in 2009, da es derzeit

keine konkurrenzfähige erneuerbare Alternative zur fossilen Kraftstoffproduktion gibt [BMU, 2010A; BMU, 2010B; IFEU, 2010; BMU, 2011]. Hierfür werden mehrere Gründe genannt:

- Im Gegensatz zum Strom- und Wärmemarkt, in denen das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das auf dem Erneuerbare-Energien-Gesetz basierende Erneuerbare-Wärme-Gesetz langfristig festgelegte Rahmenbedingungen sicherstellen, ist die Gesetzgebung im Kraftstoffmarkt von häufigen und kurzfristigen Änderungen geprägt, wodurch keine Investitionssicherheit für potenzielle Investoren gewährleistet ist. Aus diesem Grund kann das notwendige Kapital für größere Investitionsprojekte nur schwer akquiriert werden.
- Der sinkende Anteil erneuerbarer Energien am Kraftstoffmarkt ist vor allem auf die Aufhebung der Steuerbefreiung von reinem Biodiesel und reinem Pflanzenölkraftstoff und die Einführung einer Quotenregelung im Jahr 2006 zurückzuführen. Hierdurch brach der - bis dahin funktionierende - Markt für reinen Biodiesel und reinen Pflanzenölkraftstoff zusammen.
- Nach dem aktuellen Stand der Forschung gibt es für den Personentransport mittelfristig und für den Gütertransport langfristig keine Alternative, die den Verbrennungsmotor in signifikanter Größenordnung ersetzen kann. Der kurz vor der Marktfähigkeit stehende Elektromotor kann auf Kurzstrecken im Personenverkehr den Verbrennungsmotor ergänzen oder teilweise ersetzen. Auf Langstrecken und für den Gütertransport ist die Energiewende jedoch aus heutiger Sicht nur durch eine Substitution fossiler Kraftstoffe durch äquivalente biogene Kraftstoffe zu erreichen. Ein Großteil der verfügbaren Biokraftstoffe können jedoch nicht ohne Modifikation der Kraftfahrzeugmotoren verwendet werden oder weisen bei der Nutzung Leistungseinbußen gegenüber fossilen Kraftstoffen auf.
- Sowohl im Strommarkt als auch im Wärmemarkt herrscht ein Technologiewettbewerb zwischen verschiedenen Herstellungsarten erneuerbarer Energien (Windkraft, Solarenergie, Wasserkraft, Bioenergie). Demgegenüber gibt es im Kraftstoffmarkt nur eine vorherrschende Technologie, den Verbrennungsmotor, und der Wettbewerb findet zwischen den verschiedenen Biokraftstoffarten statt.
- Im Zuge der so genannten „Tank versus Teller“-Debatte ist das Image von Biokraftstoffen in der öffentlichen Wahrnehmung wegen der Nutzungskonkurrenz der Rohstoffe zur menschlichen und tierischen Ernährung sehr negativ belastet. Dies wurde in jüngster Vergangenheit wieder bei der Diskussion um die Einführung des E10-Kraftstoffes, ein fossiler Ottokraftstoff mit einer 10-prozentigen Bioethanolbeimischung, deutlich. Zudem versuchen die Lobbyvertretungen der Öl- und Autoindustrie, den Nutzen und die Eigenschaften von Biokraftstoff möglichst negativ darzustellen.

Aus den genannten Gründen müssen für eine signifikante Substitution fossiler Kraftstoffe durch Biokraftstoffe die folgenden Kriterien erfüllt werden:

- Der Biokraftstoff sollte möglichst umfassend in den im Transportmarkt vorherrschenden Verbrennungsmotoren, vor allem im Straßen- und Seegütertransport, einsetzbar sein.
- Aufgrund der derzeit unsicheren Gesetzeslage muss der Biokraftstoff auch ohne Steuererleichterungen im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion marktfähig sein.
- Der Biokraftstoff sollte aus Rohstoffen hergestellt werden, die mit der menschlichen und tierischen Ernährung weder in direkter Nutzungskonkurrenz noch in Landnutzungskonkurrenz stehen.
- Die Nutzungseigenschaften des Biokraftstoffes müssen denen fossiler Kraftstoffe entsprechen oder diesen zumindest sehr nahe kommen.

Biomass-to-Liquid(BtL)-Kraftstoffe erfüllen diese Kriterien. BtL-Kraftstoffe sind aus Biomasse mit thermo-chemischen Verfahren hergestellte synthetische Kraftstoffe. Sie sind bisher noch nicht in signifikanten Mengen im Kraftstoffmarkt verfügbar, eine erste industrielle Produktionsanlage ist jedoch seit 2008 in Freiberg (Sachsen) in Betrieb. Investitionen in diese Technologie können bei großtechnischer Auslegung (Produktionsvolumen $> 250 \text{ Gg a}^{-1}$) ein Volumen in Milliardenhöhe erreichen.

Die Forschung und Fachliteratur zu BtL-Kraftstoffen hat sich zunächst hauptsächlich mit den technischen Aspekten der verschiedenen Produktionsverfahren und dem nationalen Biomassepotenzial für diese Technologie konzentriert [VETTER, 2005; MEYER ET. AL., 2005; STUTZENBERGER, 2006; VETTER, 2006; VODEGEL, 2006]. In jüngerer Zeit stehen die ökologischen Auswirkungen der BtL-Produktion, Vergleiche zwischen unterschiedlichen BtL-Herstellungsmethoden und Vergleiche zwischen BtL- und anderen Biokraftstoffen im Vordergrund des Forschungsinteresses.

Als Fachliteratur zu BtL-Wertschöpfungsketten, insbesondere zu deren ökologischen Auswirkungen, werden im Rahmen dieser Arbeit insbesondere die folgenden, den aktuellen Stand der Forschung wiedergebenden, Studien herangezogen:

- Die Arbeit der RWTH Aachen in Zusammenarbeit mit dem King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang über die Möglichkeiten der Biomassenutzung in Thailand und den Vergleich zwischen BtL und katalytischer Depolymerisation als mögliche Kraftstoff-Produktionsprozesse. Diese Studie zeigt, dass für die Produktion von synthetischem Biokraftstoff in Thailand die katalytische Depolymerisation besser als das Fischer-Tropsch-Verfahren geeignet ist, da sie eine höhere Kraftstoffausbeute hat und weniger kostenaufwendig ist [LAOHALIDANOND ET AL., 2006].

- Die Arbeit des ifeu-Instituts zum ökologischen Vergleich von BtL-Wertschöpfungsketten. Diese Studie konzentriert sich auf den Vergleich von BtL-Produktionsprozessen und den Vergleich von BtL mit weiteren Biokraftstoffen. Gleichzeitig werden der BtL-Produktion verschiedene Biomassenutzungsalternativen gegenübergestellt. Die Studie zeigt, dass BtL aus ökologischer Sicht sowohl Vor- als auch Nachteile gegenüber den Vergleichsprozessen hat und je nach Ausgestaltung der BtL-Wertschöpfungskette die regionale oder nationale Energieversorgung unterstützen kann [REINHARDT ET AL., 2006].
- Die Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) über die Untersuchung der Grundlagen für die Realisierung großtechnischer BtL-Produktionsanlagen. Während sich die Mehrzahl der aktuellen Studien mit den ökologischen Aspekten der BtL-Produktion befasst, stellt die Studie der dena die ökonomische Realisierbarkeit in den Mittelpunkt. Diese Studie zeigt, dass Reststoffe für die BtL-Produktion eingesetzt werden sollten und die Integration der BtL-Produktionsanlage in eine Raffinerie oder Chemiefabrik große Synergieeffekte bietet [DENA, 2006].
- Der Endbericht des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt und Energie und des Forschungszentrums Jülich zur strategischen Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in Nordrhein-Westfalen, der sich insbesondere mit den Möglichkeiten einer regionalen BtL-Versorgung befasst. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass BtL auf Basis regionaler Biomasse bei Befreiung von der Mineralölsteuer zu fossilem Kraftstoff konkurrenzfähig ist, die regional verfügbare Biomasse jedoch keine großen Substitutionsmengen ermöglicht [ARNOLD/RAMESOHL, 2006].
- Die Studie des schweizerischen Bundesamtes für Energie zur Beurteilung der Umweltbelastung durch die Nutzung synthetischer Biokraftstoffe. Mit Hilfe von Ökobilanzen werden in dieser Arbeit unterschiedliche Rohstoffe und Produktionsverfahren miteinander verglichen. Die Ökobilanzen zeigen, dass es aus ökologischer Sicht möglich ist, BtL konkurrenzfähig zu fossilem Kraftstoff zu produzieren. Hierfür sind jedoch Verbesserungen bei der Biomassebereitstellung erforderlich. Im Vergleich zu anderen Biokraftstoffen ist BtL aus ökologischen Gesichtspunkten nicht grundsätzlich vorzuziehen [JUNGBLUTH ET AL., 2008].
- Der Abschlussbericht des Arbeitspaketes „Life Cycle Assessment“ des Renewable-Fuels-for-Advanced-Powertrains-Projektes der EU und des Schweizer Bundesamtes für Energie. Das Arbeitspaket konzentriert sich auf den ökologischen Vergleich verschiedener BtL-Produktionspfade mit Hilfe von Ökobilanzen. Es kann gezeigt werden, dass die ökologische Bewertung einer BtL-Wertschöpfungskette entscheidend von der eingesetzten Biomasse und der Konversionsrate des Produktionsprozesses abhängt [JUNGBLUTH ET AL., 2007].
- Die Studie im Auftrag des britischen Departments of Energy and Climate Change zur Bewertung des aktuellen technischen und ökonomischen Standes und der Zukunftsperspektiven für BtL-Kraftstoffe, die zu einem Großteil auf der dena-Studie

basiert. In dieser Studie wird der Einfluss des Zwischenverarbeitungsschrittes der Schnellpyrolyse untersucht. Die Studie zeigt, dass die Schnellpyrolyse trotz der hohen Kosten eine geeignete Zwischenverarbeitungsstufe für die BtL-Produktion darstellen kann, für eine ökonomisch sinnvolle Anwendung jedoch Forschungsbedarf in den Bereichen Gasreinigung, Kraftstoffsynthese und Katalysatorentwicklung notwendig ist [BRIDGWATER, 2009].

- Das Forschungsprojekt der TU Bergakademie Freiberg zur Ermittlung spezifizierter Kosten und ökologischer Auswirkungen der Erzeugung von BtL-Kraftstoffen und Biogas. Die Projektergebnisse sind noch nicht vollständig veröffentlicht, ein Überblick der Ergebnisse wurde jedoch auf dem 4. BtL-Kongress im Dezember 2010 in Berlin präsentiert. Es kann gezeigt werden, dass die Biomassetransportkosten einen signifikanten Einfluss auf die ökonomische Machbarkeit der BtL-Produktion haben und es keinen weltweit allgemeingültig besten BtL-Prozess gibt, sondern die Vorteilhaftigkeit im Einzelfall untersucht werden muss [STAHLSCHEIDT ET AL., 2010].

In den angeführten Studien finden sich, im Unterschied zur ökologischen Bewertung, die häufig sehr detailliert ausgeführt wird, zum Großteil nur rudimentäre Ansätze einer ökonomischen Analyse. Die Sichtung der Literatur zeigt außerdem, dass bisher insbesondere die Potenziale von importierter Biomasse nur ansatzweise beleuchtet werden. Darüber hinaus wird einem ökonomischen, ökologischen und energetischen Vergleich zwischen BtL-Kraftstoffen und fossilen Kraftstoffen nur ungenügend Rechnung getragen. Es kann demnach festgehalten werden, dass zwar die theoretischen und technischen Grundlagen der BtL-Produktion hinreichend untersucht wurden, in Bezug auf die praktische Implementierung dieser Technologie und die unterschiedlichen Möglichkeiten des Aufbaus einer Wertschöpfungskette für die BtL-Produktion noch Forschungsbedarf vorhanden ist.

1.2 Zielsetzung

Die vorliegende Arbeit versucht, die beschriebenen Lücken zu schließen, in dem sie die Konkurrenzfähigkeit von Wertschöpfungsketten für BtL-Kraftstoffe auf Basis importierter Biomasse im Vergleich zu einer Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion untersucht. Zu diesem Zweck werden, aufbauend auf verschiedenen Importrohstoffen, Wertschöpfungsketten für die Produktion von BtL-Kraftstoffen definiert und mit einer Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion verglichen.

Konkret werden in dieser Arbeit Antworten auf folgende Fragen gesucht:

- Gibt es BtL-Wertschöpfungsketten auf der Basis importierter Rohstoffe, die ökonomisch, ökologisch und energetisch mindestens äquivalent im Vergleich zu einer analogen Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion sind?
- Welche der untersuchten BtL-Wertschöpfungsketten sind am besten für eine konkurrenzfähige Kraftstoffproduktion geeignet?
- Wie müssen sich die exogenen Einflussfaktoren Ölpreis und CO₂-Zertifikatpreis verändern, um die Konkurrenzfähigkeit von BtL-Wertschöpfungsketten zu verbessern?

Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass BtL-Kraftstoffe eine sinnvolle Alternative zu fossilen Kraftstoffen darstellen können. Die Studie leistet somit einen Beitrag für die Forschung zu erneuerbaren Energien im Kraftstoffmarkt. Darüber hinaus sollen Erkenntnisse über die verschiedenen Alternativen importierter Biomasse gewonnen werden. Bisher ist unklar, ob der Import von Biomasse zur BtL-Produktion ökonomisch, ökologisch und energetisch sinnvoll ist.

Die Arbeit leistet weiterhin einen Beitrag zur Vereinfachung möglicher Investitionsentscheidungen in BtL-Technologien, in dem sie zum einen die exogenen Rahmenbedingungen analysiert unter denen eine erfolgreiche Implementierung dieser Technologie besonders wahrscheinlich ist. Zum anderen wird untersucht welche Eigenschaften eine BtL-Wertschöpfungskette aufweisen muss, um erfolgreich implementiert werden zu können. Damit trägt diese Studie nicht nur zu einer Erweiterung der bisher geringen Erkenntnisse zu BtL-Wertschöpfungsketten bei, sondern ermöglicht auch die Ableitung von ersten Entscheidungsempfehlungen für konkrete Investitionsvorhaben.

Die Ergebnisse sollen dazu beitragen, dass bei der Diskussion über die Einführung von BtL-Kraftstoffen die Potenziale von importierten Rohstoffen und somit die Bedeutung von Seehäfen als mögliche BtL-Produktionsstandorte in den Fokus der Betrachtung gerückt werden. Zudem werden wertvolle Anregungen für die Entwicklung gezielter Anreizsysteme zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Kraftstoffmarkt gegeben. Ebenso können politische Empfehlungen abgegeben werden, mit welchen Methoden die Energiewende im Kraftstoffmarkt möglichst effizient gefördert werden kann, um so letztendlich den Standort Deutschland als Technologiestandort zu stärken.

1.3 Vorgehensweise

Kapitel 1 beschreibt in einer Einführung in die Problemstellung die Ausgangssituation im Kraftstoffmarkt und zeigt die Motivation für die vorliegende Untersuchung auf. Darauf aufbauend werden die Ziele der Arbeit definiert und die Vorgehensweise dargestellt.

Im folgenden Kapitel 2 wird das der Arbeit zugrunde liegende Datenmaterial und die für die Untersuchung verwendeten Methoden beschrieben. Dabei werden zunächst die Quellen für das Datenmaterial und die Methoden vorgestellt, insbesondere das Globale Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), aus dem ein Großteil der untersuchten Daten gewonnen wurde. Darüber hinaus wurde das GEMIS zur Unterstützung bei der Berechnung der ökonomischen, ökologischen und energetischen Ergebnisse der Wertschöpfungsketten herangezogen. Anschließend werden die grundlegenden Begriffe dieser Arbeit definiert und der Untersuchungsrahmen eingegrenzt. Daran anschließend wird herausgearbeitet, welche Rohstoffe zur BtL-Produktion und zur fossilen Kraftstoffproduktion eingesetzt werden können und die Auswahl der in dieser Arbeit betrachteten Rohstoffe mit ihren Eigenschaften vorgestellt. Auf der Basis der ausgewählten Rohstoffe werden danach die Wertschöpfungsketten mit den zugehörigen Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwänden beschrieben. Abschließend werden die Kostenvergleichsrechnung für den ökonomischen Vergleich, die THG-Bilanz für den ökologischen Vergleich und die Energiebilanz für den energetischen Vergleich sowie die Sensitivitätsanalyse mit ihren Vor- und Nachteilen erläutert.

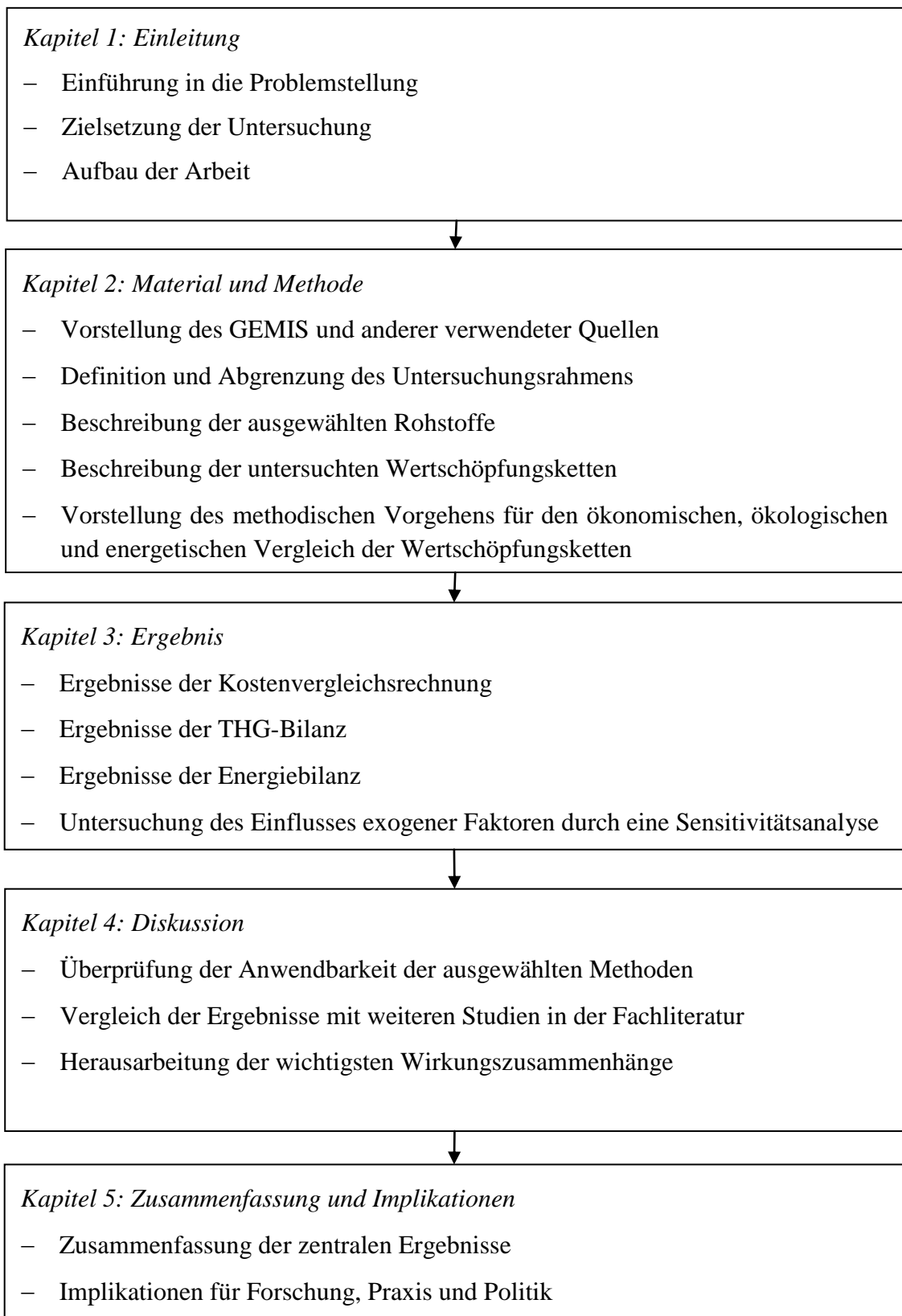
Kapitel 3 gibt einen Überblick über die Ergebnisse. Als erstes werden die Ergebnisse der Kostenvergleichsrechnung dargestellt und die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten identifiziert. Anschließend werden die Ergebnisse der THG-Bilanz und der Energiebilanz vorgestellt und gezeigt, wodurch die Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungsketten am stärksten beeinflusst werden. Schließlich wird mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse untersucht, welchen Einfluss die exogenen Faktoren Ölpreis und CO₂-Zertifikatpreis auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten haben und welche Werte diese Faktoren annehmen müssen, damit die BtL-Wertschöpfungsketten kostenäquivalent zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion werden.

In Kapitel 4 werden die Ergebnisse diskutiert und die wichtigsten Wirkungszusammenhänge herausgearbeitet. Es wird gezeigt, dass die Kostenvergleichsrechnung für den ökonomischen Vergleich der Wertschöpfungsketten im Rahmen der behandelten Problemstellung geeignet ist. Danach werden die Ergebnisse dieser Arbeit mit dem aktuellen Stand der Forschung in der Fachliteratur zu BtL-Wertschöpfungsketten verglichen. Es kann gezeigt werden, dass die Ergebnisse dieser Studie belastbar sind

und somit zu einer Erweiterung der bisher nur geringen Erkenntnisse zu globalen Wertschöpfungsketten für die BtL-Produktion beitragen. Schließlich werden die bedeutendsten Wirkungszusammenhänge für eine konkurrenzfähige Implementierung von BtL-Wertschöpfungsketten erläutert.

Die Arbeit schließt mit Kapitel 5, in dem die zentralen Ergebnisse zusammengefasst und die sich daraus ergebenden Implikationen für Forschung, Praxis und Politik diskutiert werden. Insbesondere werden politische Empfehlungen abgegeben, die eine Energiewende auf dem Kraftstoffmarkt fördern können.

Die Abbildung 1.1 gibt einen Überblick über den Aufbau der Arbeit.

**Abbildung 1.1: Aufbau der Arbeit**

2 Material und Methode

2.1 Verwendete Quellen

Die Ermittlung der Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungsketten basiert zu einem Großteil auf einer Quelle, der neuesten Version des Globalen Emissions-Modells Integrierter Systeme (GEMIS 4.6) [ÖKO-INSTITUT, 2010]. Die Gründe für die Fokussierung auf GEMIS werden im Folgenden kurz dargelegt. Zudem wird ein Überblick über die darüber hinaus verwendeten Quellen für die Beschreibung der Rohstoffe, Logistik- und Produktionsprozesse gegeben. Im Anschluss werden die Quellen für die in dieser Arbeit angewendeten Bewertungsmethoden vorgestellt, d.h. für den ökonomischen, ökologischen und energetischen Vergleich.

Das online als Public Domain Software frei verfügbare GEMIS gilt als Referenz für die Bewertung von Wertschöpfungsketten in Bezug auf Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände. GEMIS wurde zwischen 1987 und 1989 als Instrument zur vergleichenden Analyse von Umwelteffekten der Energiebereitstellung und Energienutzung entwickelt. Seit der ersten Version wurde GEMIS kontinuierlich weiterentwickelt und aktualisiert. Mittlerweile haben eine Vielzahl von nationalen und internationalen Forschungsinstituten, Universitäten und staatlichen Einrichtungen die Datenbasis von GEMIS erweitert und/oder verifiziert. Zwar gibt es weltweit einige nationale Datenbanken, die Emissionsdaten für ausgewählte Produkte oder Prozesse enthalten, als integriertes System verfügt GEMIS jedoch über ein Alleinstellungsmerkmal. Einzig die prozessorientierten Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente des Umweltbundesamtes (ProBas-Datenbank) bietet eine ähnlich breite Datenbasis wie GEMIS, beschränkt sich aber auf Emissionen und Energieaufwände. Bei näherer Betrachtung der Quellen, auf denen ProBas basiert, bleibt festzustellen, dass die überwiegende Anzahl der Produkte und Prozesse dem GEMIS entnommen worden sind. ProBas dient somit als Online-Version von GEMIS mit eingeschränkter Funktionalität. Demzufolge ist GEMIS die derzeit führende Datenbank für Umweltanalysen, wodurch eine sehr gute Datenverfügbarkeit gewährleistet ist. Ein stringentes Regelwerk für die Aufnahme neuer Werte in die Datenbank stellt eine gleichbleibende Datenkonsistenz sicher. Dennoch können bei den Ergebnissen Unsicherheiten auftreten, da einige Daten auf Hochrechnungen oder Expertenschätzungen basieren. Das in GEMIS integrierte Verifizierungssystem ermöglicht jedoch einen Überblick über diese Unsicherheiten und schafft somit eine größtmögliche Datentransparenz. Insofern ist GEMIS eine wissenschaftlich belastbare Quelle.

GEMIS umfasst Daten zur Bereitstellung von Energieträgern, Wärme und Strom, Rohstoffen, Endprodukten und Transportprozessen. Die Datenbasis enthält für jeden Prozess und Rohstoff Kenndaten zu Nutzungsgrad, Leistung, Auslastung, Lebensdauer, direkte Schadstoffemissionen, Treibhausgasemissionen, festen und flüssigen Reststoffen, Flächenbedarf, Brenn- und Treibstoffkosten sowie Investitions- und Betriebskosten. Durch Kombination der in GEMIS enthaltenen Daten für Rohstoffe und Prozesse ist die Bildung von Szenarien bzw. Wertschöpfungsketten möglich, für die mit GEMIS Umwelt- und Kostenanalysen durchgeführt werden können. Die Bewertung erfolgt unter anderem durch die Kennzahlen Kumulierter Energieaufwand (KEA), CO₂-Äquivalent, Schwefeldioxid-Äquivalent, Ozon-Vorläufer-Äquivalent, externe Umweltkosten und betriebswirtschaftliche Gesamtkosten. Von diesen Kennzahlen werden in dieser Arbeit KEA, CO₂-Äquivalent und betriebswirtschaftliche Gesamtkosten verwendet.

Einige der in dieser Arbeit betrachteten Rohstoffe und Zwischenprodukte - Empty Fruit Bunches und Empty Fruit Bunch Pellets sowie Reisschalen und Reisschalenmehl - wurden bisher nicht in wissenschaftlichen Arbeiten in Europa untersucht. Deshalb sind für diese Rohstoffe keine Daten in GEMIS enthalten. Die Eigenschaften dieser Rohstoffe wurden durch Marktanalysen und Literaturrecherche ermittelt und in GEMIS eingefügt. Zudem wurden für alle in dieser Arbeit betrachteten Rohstoffe und Zwischenprodukte - Empty Fruit Bunches und Empty Fruit Bunch Pellets, Reisschalen und Reisschalenmehl, Sägereste und Holzpellets, Waldrestholz und Holzhackschnitzel sowie Slurry und Erdöl - Marktdaten ausgewertet. Mit Ausnahme für kanadische Holzpellets und arabisches Erdöl stehen keine langjährigen Datenreihen für Rohstoffpreise und -eigenschaften zur Verfügung. Aus diesem Grund beschränkt sich die Marktanalyse - mit Ausnahme von Holzpellets und Erdöl - auf den Zeitraum der Erstellung dieser Arbeit von März 2009 bis November 2010. Daneben wurden, wo verfügbar, Laboruntersuchungen der Rohstoffe herangezogen. Schließlich wurden die Rohstoffeigenschaften mit Hilfe ausgewählter Literaturquellen verifiziert.

Da Expertenschätzungen und Marktdaten teilweise Unsicherheiten aufweisen, wurde für alle relevanten Rohstoffeigenschaften ein Mittelwert gebildet. Bei signifikanten Abweichungen der Rohstoffeigenschaften von den in GEMIS vorhandenen Daten wurden diese angepasst. Die Durchschnittsbetrachtung und der verhältnismäßig kurze Betrachtungszeitraum sind für die wissenschaftliche Belastbarkeit der Daten problematisch, da hierdurch kein Trend zu erkennen ist und die Wertemenge klein ist. Die Anwendbarkeit der erhobenen Daten ist trotzdem gegeben, da sie zum einen der Verifizierung der GEMIS-Daten mit den aktuellen Rohstoffpreisen und -eigenschaften dienen und zum anderen für diejenigen Produkte, die noch nicht in GEMIS vorhanden sind, keine anderen Daten verfügbar sind. Für die Anforderungen dieser Arbeit stellt die

durchgeführte Marktanalyse zusammen mit den GEMIS-Daten und der herangezogenen Fachliteratur eine ausreichend belastbare Datengrundlage dar.

Die GEMIS-Daten wurden für die Produktionsprozesse ebenfalls verifiziert. Für die BtL-Prozesse wurden zum einen die Herstellerdaten von Choren und dem Forschungszentrum Karlsruhe (FZK) herangezogen [BLADES, 2006; DINJUS, 2006; DINJUS, 2008]. Zum anderen wurden die Daten mehrerer Vergleichsstudien zu BtL-Herstellungsverfahren verwendet [HENRICH/DINJUS, 2005; DENA, 2006; REINHARDT ET AL., 2006; DRESCHER, 2008; SUKIRAN ET AL., 2009]. Hier sind vor allem die Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) zum Vergleich von BtL-Verfahren und der ökologische Vergleich der BtL-Ökobilanzen durch das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH (ifeu) hervorzuheben [DENA, 2006; REINHARDT ET AL., 2006]. Diese Studien bieten den besten wissenschaftlichen Überblick über die verschiedenen BtL-Verfahren. Für die Produktion fossilen Kraftstoffes wurden Daten des Mineralölwirtschaftverbandes [MWV, 1996; MWV, 1999; MWV, 2001; MWV, 2003; MWV, 2009; MWV, 2011] und eine Dissertation über die Optimierung der Wertschöpfungskette von Raffinerien [DREESMANN, 2000] herangezogen. Die logistischen Teilschritte der Wertschöpfungsketten wurden durch die Befragung von Marktexperten verifiziert [BIELEFELD, 2009; SCHLEHR, 2010].

Der ökologische Vergleich der Wertschöpfungsketten basiert auf den relevanten deutschen und europäischen gesetzlichen Vorgaben zur Erstellung von THG-Bilanzen. Dies sind die deutsche Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) und die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien der Europäischen Union (RED) [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Neben den Gesetzestexten wurden der Leitfaden der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zur nachhaltigen Biomasseherstellung und die Anweisungen der International Sustainability & Carbon Certification zur Erstellung von THG-Bilanzen verwendet [BLE, 2010; ISCC, 2010].

Für die Kostenvergleichsrechnung für den ökonomischen Vergleich und die Sensitivitätsanalyse wurden mehrere Standardwerke zum Thema Investitionsrechnung als Literatur herangezogen [WÖHE/DÖRING, 1993; BRAUNSCHWEIG, 1998; OLFERT, 2003; GÖTZE, 2008].

2.2 Annahmen

Für die Untersuchung der ökonomischen, ökologischen und energetischen Konkurrenzfähigkeit biogener Wertschöpfungsketten im Vergleich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion werden einige Annahmen getroffen, die im Folgenden beschrieben werden.

In den folgenden Betrachtungen wird fossiler Dieselkraftstoff zum Vergleich herangezogen. Es wird eine Kraftstoffproduktionsmenge von $21,55 \text{ PJ a}^{-1}$ angenommen. Dies entspricht 500 Gg a^{-1} fossilem Dieselkraftstoff und 491 Gg a^{-1} BtL-Kraftstoff. Diese Produktionsmenge entspricht der Kapazität einer kleinen fossilen Raffinerie und dem Zweieinhalbfachen der größten geplanten BtL-Produktionsanlage. Die angenommene Produktionsmenge ist die derzeit maximal durch Forschung und Pilotanlagen verifizierbare Kapazität für eine BtL-Produktionsanlage [MWV, 2003; DENA, 2006].

Die Berechnungen in dieser Arbeit basieren auf einem Ölpreis von $77,40 \text{ \$ bbl}^{-1}$ ($9,46 \text{ € GJ}^{-1}$), dem Durchschnittspreis der Jahre 2009 und 2010. Zudem wird davon ausgegangen, dass es analog zu der aktuellen Gesetzeslage keine gesetzlich bindende Verpflichtung zur Abnahme von CO_2 -Zertifikaten gibt und der Preis für CO_2 -Zertifikate demnach 0 ist [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009].

Als BtL-Produktionsprozess wird das Carbo-V[®]-Verfahren von Choren zugrunde gelegt. Das Carbo-V[®]-Verfahren ist von allen möglichen BtL-Herstellungsmethoden am nächsten an der Marktreife und auf eine großindustrielle Produktion ausgelegt. Zu Vergleichszwecken wird als weiteres Produktionsverfahren der Produktionsprozess des Forschungszentrums Karlsruhe, das so genannte bioliq[®]-Verfahren, betrachtet. Das bioliq[®]-Verfahren unterscheidet sich von dem Carbo-V[®]-Verfahren vor allem in der Konzeption des Logistikprozesses.¹ Für beide Produktionsprozesse wird zudem untersucht, inwieweit sich die Ergebnisse verändern, wenn die Produktion im Ursprungsland des eingesetzten Biomasserohstoffes stattfindet.

Neben dem Carbo-V[®]-Verfahren und dem bioliq[®]-Verfahren gibt es noch weitere Herstellungsverfahren von synthetischen Kraftstoffen, deren Einbeziehung in die vorliegende Untersuchung ein breiteres Bild über den Stand der Technik und die

¹ Für eine detaillierte Beschreibung der BtL-Produktionsverfahren siehe Abschnitt 2.4.2.1 für das Carbo-V[®]-Verfahren und Abschnitt 2.4.2.3 für das bioliq[®]-Verfahren.

Marktreife der Produktionsmethoden für synthetischen Kraftstoff ergeben würde. Diese Herstellungsverfahren lassen sich in die folgenden drei Kategorien einteilen:

- Verfahren, die synthetischen Biokraftstoff durch Wasserstoffanreicherung (Hydrogenierung) von Pflanzenöl produzieren, so genannte HVO-Kraftstoffe. Hierzu gehört beispielsweise das Verfahren von Neste Oil auf Basis von Pflanzenöl [HONKANEN, 2010]. HVO-Kraftstoffe haben die Marktreife erreicht und werden teilweise im industriellen Maßstab produziert. Sie sind jedoch nicht wie BtL-Kraftstoffe ein Substitut für fossile Kraftstoffe, sondern werden zur Steigerung des biogenen Anteils dem fossilen Kraftstoff nach weiteren Verarbeitungsschritten beigemischt. Darüber hinaus basieren HVO-Kraftstoffe nicht auf Rest- oder Abfallstoffen sondern auf pflanzlichen Ölen, vor allem Soja- und Palmöl, die in Konkurrenz zur menschlichen und tierischen Ernährung stehen.
- Verfahren, die BtL-Kraftstoff per Methanolsynthese herstellen. Hierzu gehören die Verfahren der TU-Freiberg und der TU-Güßing [MEYER, 2006; POTETZ, 2008; RAUCH, 2010; STAHLSCHEIDT ET AL., 2010]. Diese BtL-Produktionsprozesse befinden sich noch im Forschungs- oder Pilotstadium und sind somit weit von einer Marktreife entfernt.
- Verfahren, die auf der Fischer-Tropsch-Synthese basieren und sich von dem Choren- und FZK-Verfahren durch unterschiedliche Vergasungsprozesse unterscheiden. Hierzu gehört das Verfahren von Cutec [CARLOWITZ ET AL., 2005]. Auch dieser BtL-Produktionsprozess befindet sich noch im Forschungs- oder Pilotstadium und eine Markteinführung ist noch nicht abzusehen.

Aufgrund der fehlenden Marktreife und der Nutzungskonkurrenz zur menschlichen und tierischen Ernährung ist die Einbeziehung weiterer Produktionspfade für synthetischen Kraftstoff im Rahmen dieser Arbeit nicht zielführend.

Sowohl für die fossile Kraftstoffproduktion als auch für die BtL-Kraftstoffproduktion wird ein Seehafen als Produktionsstandort angenommen, um die Wertschöpfungsketten nicht mit zusätzlichen Logistikkosten für Inlandtransporte zu belasten. Als Standort für die fossile Kraftstoffproduktion wird Wilhelmshaven angenommen. Wilhelmshaven ist als größter deutscher Ölimporthafen und Raffineriestandort besonders für die Ansiedlung einer fossilen Kraftstoffproduktion geeignet. Als Produktionsstandort für die BtL-Produktion wird Brake/Unterweser zugrunde gelegt. Brake ist als größter deutscher Biomassespezialhafen und Standort einer Pflanzenölraffinerie für die Produktion von BtL-Kraftstoff prädestiniert.

Für den Gang der Untersuchung wird für die Wertschöpfungsketten ein Bilanzraum definiert. Dieser umfasst die Wertschöpfungskette von der Rohstoffallokation bis zur Kraftstoffproduktion. Marketing und Vertrieb des Kraftstoffes werden bewusst ausge-

geschlossen, da angenommen wird, dass diese Wertschöpfungsschritte für fossilen Diesel und BtL-Kraftstoff identisch sind. Zudem wird die Biomassegewinnung aus dem Bilanzraum ausgeschlossen, da in dieser Arbeit Reststoffe und Nebenprodukte untersucht werden und laut Biokraft-NachV und RED die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände vollständig dem Hauptprodukt zugeschlagen werden. Desgleichen wird die Errichtung der Produktionsanlagen aus dem Bilanzraum ausgeschlossen. Da die Ergebnisse wesentlich von den Grenzen des Bilanzraumes beeinflusst werden könnten, werden diese im Folgenden kurz diskutiert.

Für das Marketing lassen sich die THG-Emissionen und Energieaufwände nur schwer ermitteln, da es sich hierbei nicht um einen Produktions- oder Logistikprozess handelt. Lediglich die Marketingkosten sind direkt zurechenbar. Diese sind annahmegemäß für BtL- und fossilen Kraftstoff identisch, da die Marketingintensität vergleichbar hoch ist.

Im Gegensatz zum Marketing lassen sich für den Vertrieb, d.h. die Kraftstoffbereitstellung, Daten für alle drei Bewertungskriterien ermitteln. Annahmegemäß sind diese für fossile und BtL-Kraftstoffe gleich hoch, weil entweder der BtL-Kraftstoff dem fossilen Kraftstoff beigemischt wird oder ein Vertrieb des biogenen Reinkraftstoffes stattfindet. Dabei entsprechen die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände des Vertriebes von BtL als Reinkraftstoff denen des Vertriebes von fossilem Kraftstoff, unter Berücksichtigung der getroffenen Annahme, dass jeweils $21,55 \text{ PJ a}^{-1}$ Kraftstoff produziert und bereitgestellt werden. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Einbeziehung von Marketing und Vertrieb in den Bilanzraum keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn für die Fragestellungen dieser Arbeit liefert.

Die Errichtung der Produktionsanlagen und die Biomassegewinnung werden aus rechtlichen Gründen aus dem Bilanzraum ausgeschlossen. RED und Biokraft-NachV definieren die zu bewertenden Wertschöpfungsketten ohne die Errichtung der Produktionsanlage. Zudem müssen definitionsgemäß die Emissionen und Energieaufwände der Biomasseherstellung dem Hauptprodukt und nicht den in dieser Arbeit betrachteten Neben- und Reststoffen zugeschlagen werden. Somit werden diese Wertschöpfungsschritte im Rahmen dieser Untersuchung nicht näher betrachtet [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009].

Bei der Biomassegewinnung ist die alleinige Zurechnung der Emissionen zum Hauptprodukt diskussionswürdig. Es sind Szenarien vorstellbar, bei denen die Nachfrage nach den Reststoffen der hier betrachteten Biomasseproduktionsprozesse die Nachfrage nach dem Hauptprodukt übersteigt. Eine wesentliche Ursache für eine steigende Nachfrage nach den Reststoffen kann eine mittel- bis langfristige Umstellung der globalen Trans-

portwirtschaft auf Biokraftstoffe der zweiten Generation sein. Sollten die Reststoffe stärker nachgefragt werden als das Hauptprodukt, so würden die Reststoffe im Sinne der RED und Biokraft-NachV zum neuen Hauptprodukt. Dementsprechend würden dann die Emissionen und Energieaufwände dem neuen Hauptprodukt zugerechnet werden. Eine Einschätzung und Bewertung dieses Szenarios ist derzeit nur schwer möglich. Die globale Marktentwicklung für Biokraftstoffe der zweiten Generation ist von einer Vielzahl technischer, wirtschaftlicher und regulativer Faktoren abhängig, so dass eine belastbare Prognose nicht abgegeben werden kann. Deshalb ist die Berücksichtigung der aktuellen gesetzlichen Grundlagen der RED und Biokraft-NachV für diese Untersuchung sinnvoll. Für weiterführende Studien sollte die Entwicklung der Biomasseverwendung jedoch mit einbezogen werden.

Die Entfernung zwischen dem Ursprungsort des Rohstoffes, dem Weiterverarbeitungsstandort und dem jeweiligen Verschiffungshafen kann nur näherungsweise bestimmt werden. Auf Basis der Untersuchung des Rohstoffaufkommens und der örtlichen Gegebenheiten in den jeweiligen Ursprungsländern wurde eine durchschnittliche Distanz für LKW-Transporte von 200 km angenommen. Hiermit wird der Transport vom Ursprungsort des Rohstoffes zum Weiterverarbeitungsstandort und vom Weiterverarbeitungsstandort zum Seehafen erfasst. Die Weiterverarbeitung kann dabei am Standort der Rohstoffentstehung, am Seehafen oder an einem weiteren Ort erfolgen. Diese Annahme ermöglicht eine bessere Vergleichbarkeit der Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände des Landtransportes der Wertschöpfungsketten.

Die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände des Warenumschlages sind in den Werten für die Transportleistungen enthalten. Folgen in der Wertschöpfungskette zwei Transportleistungen direkt aufeinander, wie beispielsweise Landtransport und Übersee-transport, so werden die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände des Umschlages zu je 50 % auf die aufeinander folgenden Transportleistungen aufgeteilt. Für die Lagerhaltung wird grundsätzlich angenommen, dass eine Lagerung im Freien stattfindet. Diese wird nicht mit Kosten, THG-Emissionen oder Energieaufwänden bewertet. Die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände für eine Tanklagerung von Flüssigkeiten werden, analog zum Warenumschlag, entweder der Transportleistung zugerechnet oder bei zwei aufeinander folgenden Transportleistungen auf diese zu je 50 % aufgeteilt.

Um eine Vergleichbarkeit der Wertschöpfungsketten zu gewährleisten, wird davon ausgegangen, dass das Rohstoffaufkommen keinen saisonalen Schwankungen unterliegt bzw. die erforderlichen Veredelungsschritte Schwankungen des Rohstoffaufkommens im Jahresverlauf ausgleichen können.

2.3 Rohstoffbasis

Die Rohstoffe bilden die Grundlage der zu vergleichenden Wertschöpfungsketten und sind deshalb von herausragender Bedeutung für das Ergebnis dieser Arbeit. Für die fossile Kraftstoffproduktion sind sowohl die Rohstoffspezifikationen als auch die Logistikkette seit Jahrzehnten bekannte und verlässliche Größen. Bei der Biokraftstoffproduktion ist dies nicht der Fall. Da es noch keine industriellen Anlagen mit BtL-Verfahren gibt, stehen keine verlässlichen Daten zu den Anforderungen an die Rohstoffbasis für Produktionsverfahren dieses Maßstabes zur Verfügung. Für die folgenden Betrachtungen wird daher auf die Erfahrungen und Untersuchungen der bestehenden Forschungs- und Pilotanlagen zurückgegriffen [DENA, 2006; REINHARDT ET AL., 2006; VETTER, 2006; VODEGEL, 2006; DENA, 2006]. Die Logistikanforderungen an die Biomasserohstoffe für BtL-Anlagen sind ebenso wenig wissenschaftlich untersucht, allerdings können als Ersatz die Anforderungen an Getreide, Futtermittel, Holz und andere häufig gehandelte Biomasserohstoffe herangezogen werden.

In den folgenden Abschnitten werden zunächst die Anforderungen für die Nutzung von Rohstoffen für die biogene und fossile Kraftstoffproduktion definiert und die ausgewählten Rohstoffe einzeln beschrieben. Da mehrere Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion untersucht werden und einige dieser Rohstoffe neu auf dem Markt sind, nimmt die Betrachtung der Rohstoffbasis für die BtL-Produktion im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion im Folgenden einen weitaus größeren Raum ein.

2.3.1 Voraussetzungen

2.3.1.1 Biokraftstoffproduktion

Die Anforderungen an die Biomasse sind bei der Biokraftstoffproduktion nach dem BtL-Verfahren wesentlich geringer als bei anderen Biokraftstoffproduktionsprozessen, wie beispielsweise Biodiesel oder Bioethanol. Dies ist einer der großen Vorteile dieses Verfahrens, weil hierdurch Biomassepotenziale erschlossen werden können, die anderen Biokraftstoffproduktionspfaden verschlossen bleiben. Dies gilt insbesondere für Biomasse mit einem hohen Anteil an Lignozellulose, die in den Verfahren der Ersten Generation nicht verwendet werden kann.

Aus der eingangs beschriebenen Problemstellung dieser Arbeit ergeben sich einige grundlegende Anforderungen an die für die BtL-Produktion in Frage kommenden Rohstoffe. Der Rohstoff muss ein Reststoff oder Nebenprodukt sein, damit die bei der Pflanzung und Ernte anfallenden THG-Emissionen und Energieaufwände die Wert-

schöpfungskette nicht belasten und keine Nutzungskonkurrenz zur tierischen und menschlichen Ernährung besteht. Darüber hinaus darf keine wesentliche stoffliche Nutzungskonkurrenz des Reststoffs oder Nebenprodukts existieren. Es werden nur importierte Rohstoffe eingesetzt, da inländische Rohstoffe langfristig nur in Landnutzungskonkurrenz zur menschlichen und tierischen Ernährung produziert werden können und das deutsche Reststoffpotenzial nicht für eine großindustrielle BtL-Kraftstoffproduktion in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Zudem muss für den Rohstoff eine etablierte Transportmöglichkeit nach Deutschland vorhanden sein.

Neben diesen grundlegenden Anforderungen, die sich aus dem Untersuchungsrahmen der Arbeit ergeben, muss die für die BtL-Produktion eingesetzte Biomasse die folgenden technischen, chemischen, logistischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Anforderungen erfüllen:

Die technischen Anforderungen an die Biomasse werden von den ersten Prozessschritten der BtL-Produktion bestimmt. Die Biomasse darf den Eintrag in das Produktionssystem nicht verstopfen und sollte sich im ersten Produktionsschritt, der Niedertemperaturvergasung, möglichst gut verarbeiten lassen. Hierfür ist der Wassergehalt der Biomasse von entscheidender Bedeutung. Dieser kann beim Choren-Verfahren bei bis zu 20 % der Frischmasse liegen, sollte jedoch zur Erzielung einer hohen Gasausbeute so gering wie möglich sein. Um die Produktion optimal zu betreiben und den Biomassezufluss optimal zu steuern, darf die Teilchengröße der Biomasse die Maße 150 mm x 50 mm x 30 mm nicht überschreiten, sollte schütffähig und frei von Fremdstoffen, wie Sand und Metallteilen, sein und sich möglichst nicht aufbauen. Die Teilchengröße und der Wassergehalt der Biomasse kann an der Produktionsanlage auf das benötigte Maß reduziert und Fremdstoffe herausgefiltert werden. Dies erfordert einen weiteren Arbeitsschritt und damit höhere Kosten und lohnt sich somit nur für sehr preisgünstige Biomasse [VETTER, 2006; VODEGEL, 2006; DENA, 2006].

Aus chemischen Gesichtspunkten ist grundsätzlich jede Biomasse für die BtL-Produktion geeignet. Für eine optimale Ausbeute der Vergasung und damit auch der Kraftstoffsynthese ist es jedoch notwendig, gewisse chemische Parameter kritisch zu betrachten. So sollte der Anteil von Asche, Schwefel, Stickstoff und Phosphor in der Trockensubstanz möglichst gering sein. Ebenso sollte ein niedriger Chlorgehalt angestrebt werden, wobei die aus der Biomasseverbrennung bekannten Korrosionsprobleme aufgrund des Chlorgehaltes in der speziellen BtL-Umgebung nicht relevant sind. Der Ascheschmelzpunkt sollte möglichst hoch sein und am besten mehr als 800 °C betragen. Auch der Kalzium- und Mangangehalt sollte möglichst hoch sein, da dieser den Korrosionstendenzen des Chlors entgegenwirkt, den Produktionsprozess stabilisiert und als Katalysator wirkt [VETTER, 2006; VODEGEL, 2006].

Um eine BtL-Produktion mit einer Kapazität von 500 Gg a^{-1} Kraftstoff effizient betreiben zu können, sind je nach Dichte und Energiegehalt etwa 2.500 Gg a^{-1} Biomasse erforderlich, d.h. für jedes produzierte kg Kraftstoff werden etwa 5 kg Biomasse benötigt [DENA, 2006]. Das Biomasseaufkommen im Ursprungsland muss also in entsprechender Größenordnung verfügbar sein. Zudem muss die Biomasse transportwürdig sein, wegen der benötigten Menge am besten in Massengutfrachtern. Hierfür ist eine Rohstoffdichte von mindestens 500 kg m^{-3} erforderlich. Liegt die Dichte unter diesem Wert, kommen Frachtzuschläge von 1 € Mg^{-1} bis 2 € Mg^{-1} zu den Rohstoffkosten hinzu [BIELEFELD, 2009; SCHLEHR, 2010]. Um die Logistik zu optimieren, sollten für längere Transportstrecken (Südostasien, Westküste Nordamerikas) Massengutfrachter der so genannten Panamax-Klasse² mit einem Ladevolumen von etwa 75 Gg eingesetzt werden. Diese Schiffsgröße wird als Basis für die folgenden Seetransportberechnungen angenommen. Je nach Schiffsalter, Wetterbedingungen und Zuladung kann die Geschwindigkeit der Schiffe zwischen 10 kn und 24 kn schwanken. Es wird eine Durchschnittsgeschwindigkeit von 17 kn angenommen.

Da die Rohstoffkosten die Gesamtkosten der BtL-Wertschöpfungsketten signifikant beeinflussen, kommt dem Biomassepreis eine entscheidende Rolle zu. Choren geht bei seiner Produktionsanlage von einem durchschnittlichen Biomassepreis von 120 € Mg^{-1} frei Anlage aus. Dieser Biomassepreis stellt die obere Grenze der Biomassekosten dar. Die Rohstoffkosten im Ursprungsland müssen demnach weit unter diesem Wert liegen. Hierbei muss nach Wassergehalt, Teilchengröße, Dichte etc. des Rohstoffes differenziert werden. So kann Biomasse mit schlechteren Eigenschaften diese eventuell durch einen niedrigeren Preis wettmachen. Da neben den eigentlichen Rohstoffpreisen auch die Kosten der eventuell erforderlichen Veredelungsschritte im Ursprungsland und die Logistikkosten eine wichtige Rolle spielen, sollte die Biomasse derart beschaffen sein, dass diese Kosten minimiert werden. Zwischen den logistischen und wirtschaftlichen Anforderungen kann es zu Zielkonflikten kommen. So hilft die Pelletierung des Rohstoffes, die Logistikkosten zu senken, stellt aber selber einen Kostenfaktor dar. Im Einzelfall muss analysiert werden, welche Biomasse mit welcher Wertschöpfungskette optimal zu dem gewählten Produktionsprozess passt. [DENA, 2006].

Damit der Rohstoff in der BtL-Produktion eingesetzt werden kann und der Kraftstoff als Biokraftstoff anerkannt wird, muss der Rohstoff rechtlichen Anforderungen gerecht werden. Zum einen muss der Rohstoff Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung sein. Diese definiert Biomasse als Energieträger aus Phyto- und Zoomasse und deren

² Die Bezeichnung Panamax leitet sich vom Panama-Kanal ab, den Schiffe mit einer maximalen Abmessung von 294,00 m Länge, 32,30 m Breite und 12,50 m Tiefgang befahren können.

Folge-, Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle [BIOMASSEV, 2001]. Zum anderen muss die Nachhaltigkeit der Rohstoffproduktion und der gesamten Wertschöpfungskette nachgewiesen werden, damit die Biomasse den Anforderungen der Biokraft-NachV und der RED gerecht wird. Demnach muss die Biomasse aus nachhaltiger landwirtschaftlicher Bewirtschaftung und nicht von Flächen mit hohem Naturschutzwert, Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand, wie etwa Feuchtgebiete, und nicht aus Torfmooren stammen. Der produzierte Kraftstoff muss mindestens ein Treibhausgasminderungspotenzial (TMP) von derzeit 35 %, ab 2017 50 % und ab 2018 60 % im Vergleich zum substituierten fossilen Kraftstoff aufweisen [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Die Tabelle 2.1 fasst die für eine BtL-Produktion zu erfüllenden technischen, chemischen, logistischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Anforderungen für Biomasse zusammen.

Tabelle 2.1: Anforderungen an Biomasse für die Produktion von 500 Gg Biomass-to-Liquid-Kraftstoff

<i>Anforderung</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Fließeigenschaft		Schüttfähig und nicht aufbauend
Verunreinigung		Frei von groben Fremdstoffen
Nachhaltigkeit		Nach Biokraftstoffnachhaltigkeits-Verordnung
Biomassedefinition		Nach Biomasseverordnung
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	< 20, minimiert
Teilchengröße	[mm]	150 x 50 x 30
Menge	[Gg a ⁻¹]	2.500
Aschegehalt	[% der Trockensubstanz]	< 20, minimiert
Anteil Schwefel, Stickstoff, Phosphor, Chlor	[% der Trockensubstanz]	Minimiert
Anteil Kalzium, Mangan	[% der Trockensubstanz]	Maximiert
Ascheschmelzpunkt	[°C]	> 800
Dichte	[kg m ⁻³]	> 500
Aufkommen je Schiffsabfahrt	[Gg]	> 75
Kosten frei Produktionsanlage	[€ Mg ⁻¹]	< 120

Quelle: Eigene Darstellung nach DENA, 2006; REINHARDT ET AL., 2006; VETTER, 2006; VODEGEL, 2006.

Unter Berücksichtigung der gestellten Anforderungen werden Empty Fruit Bunches, Reisschalen, Sägereste und Waldrestholz als geeignete Rohstoffe für die BtL-Produktion identifiziert. Diese Rohstoffe und ihre Zwischenprodukte Empty Fruit Bunch Pellets, Reisschalenmehl, Holzpellets und Holzhackschnitzel werden in den Abschnitten 2.3.2.1 bis 2.3.2.4 detailliert beschrieben. Die vorgenommene repräsentative Auswahl aus der Grundgesamtheit möglicher Biomasserohstoffe enthält die aus heutiger Sicht für eine BtL-Produktion geeigneten Biomasserohstoffe. Andere für die BtL-Produktion in Frage kommende Rohstoffe wie Stroh aus Deutschland, Sudangras aus Zentralafrika, Bagasse aus Brasilien oder gehacktes Buschholz aus Namibia erfüllen eine oder mehrere der geforderten Kriterien nicht und werden deshalb nicht in dieser Arbeit berücksichtigt.

Die Rohstoffe und ihre Zwischenprodukte unterliegen teilweise erheblichen Schwankungen in Preis und Energiegehalt. Für die folgende Untersuchung wurde für alle Rohstoffe ein Mittelwert für den Preis frei Schiff im Verladehafen (Free on Board, FOB) und Energiegehalt über den Zeitraum März 2009 bis November 2010 aus den herangezogenen Quellen gebildet. Die Tabelle 2.2 gibt einen Überblick über Preis und Energiegehalt der Rohstoffe und ihrer Zwischenprodukte.

Tabelle 2.2: Preis ab Werk (Rohstoffe) sowie frei Schiff (Zwischenprodukte) und Energiegehalt (unterer Heizwert, H_u) von Rohstoffen und Zwischenprodukten für die Biomass-to-Liquid-Produktion und fossile Kraftstoffproduktion

<i>Rohstoff</i>	<i>Heizwert H_u</i>		<i>Preis</i>	
	<i>[GJ Mg⁻¹]</i>	<i>[€ GJ⁻¹]</i>	<i>[€ Mg⁻¹]</i>	
Empty Fruit Bunches	7,44	2,67	19,86	
Empty Fruit Bunch Pellets	15,79	4,92	77,69	
Slurry*	24,69	14,78	365,03	
Reisschalen	15,79	2,46	39,24	
Reisschalenmehl	15,79	3,22	50,79	
Sägereste	15,20	1,02	15,50	
Holzpellets	19,18	3,95	75,83	
Holzreste	9,67	1,69	16,34	
Holzhackschnitzel feucht (45 % Wassergehalt)	9,67	3,57	34,52	
Holzhackschnitzel trocken (15 % Wassergehalt)	15,23	4,42	67,29	
Rohöl	42,80	5,95	254,66	

* Slurry ist das Zwischenprodukt des bioliq[®]-Verfahrens. Siehe hierzu Abschnitt 2.4.2.3.

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

2.3.1.2 Fossile Kraftstoffproduktion

Rohöl als Rohstoff weist ähnlich divergierende Eigenschaften auf wie Biomasse. Je nach Fördergebiet und Extraktionsart ist die chemische Zusammensetzung des Öls verschieden. So unterscheiden sich die verschiedenen Rohölsorten vor allem hinsichtlich der Dichte, des Anteils und der Zusammensetzung der reinen Kohlenwasserstoffe und des Anteils an Schwefel, Metallen und anderen Spurenelementen. Im weltweiten Ölhandel werden die verschiedenen Provenienzen vor allem durch ihre Dichte und ihren Schwefelgehalt differenziert. Die Dichte wird mit dem API-Grad, einer dimensionslosen Zahl, gemessen. Je geringer der API-Grad, desto „schwerer“ das Öl. So spricht man

bei einem API-Grad von kleiner als 22 ($0,922 \text{ kg dm}^{-3}$ bei $15 \text{ }^\circ\text{C}$) von schweren Rohölsorten und bei einem API-Grad größer als 31 ($0,871 \text{ kg dm}^{-3}$ bei $15 \text{ }^\circ\text{C}$) von leichten Rohölprovenienzen. Rohöl mit einem dazwischen liegenden API-Grad wird als mittelschweres Öl bezeichnet. Je leichter das Rohöl, desto einfacher lassen sich Kraftstoffe aus dem Rohöl raffinieren. Der Schwefelgehalt wird in Gewichtsprozent gemessen. Liegt der Schwefelanteil unter 0,50 %, spricht man von süßen Ölsorten, liegt er darüber von sauren Ölen. Je niedriger der Schwefelgehalt, desto besser für die Kraftstoffraffinerung. Um eine optimale Kraftstoffausbeute zu erzielen, sollte der Rohstoff möglichst leicht und süß sein [MWV, 1996; MWV, 2001; MWV, 2003].

2.3.2 Rohstoffe

2.3.2.1 Empty Fruit Bunch Pellets aus Malaysia

Als Empty Fruit Bunch (EFB) wird der leere Fruchtstand der Ölpalme, ein Abfallprodukt der Palmölproduktion bezeichnet. Bei der Extraktion des Öls aus den Früchten der Ölpalme (Fresh Fruit Bunches) bleiben die Schalen und Fruchtstände zurück. Bei der Produktion von 1 Mg Palmöl entsteht 1 Mg EFB. Der EFB macht ungefähr 20 % bis 25 % der Fresh Fruit Bunches aus. Allein in Indonesien und Malaysia werden 36 Mio. Mg a^{-1} bis 37 Mio. Mg a^{-1} feuchte EFB produziert, von denen mehr als 80 % nicht weiter genutzt werden [SOON/ISKANDAR, 2006; LIM, 2010; RHB, 2010].

EFB werden gegenwärtig entweder in den Palmölplantagen als Dünger ausgebracht oder verbrannt. In den letzten Jahren nimmt auch die Nutzung der EFB in der lokalen Stromproduktion zu. Durch die erhöhte Nachfrage hat sich der Preis ab Werk für EFB von nahezu 0 € Mg^{-1} auf umgerechnet 6 € Mg^{-1} bis 35 € Mg^{-1} , je nach Wassergehalt, gesteigert. EFB haben im Rohzustand nach der Ölextraktion einen Wassergehalt von 26 % bis 69 %, eine Energiedichte bzw. Bruttoheizwert von $4,30 \text{ GJ Mg}^{-1}$ bis $10,57 \text{ GJ Mg}^{-1}$ und eine Dichte von 110 kg m^{-3} bis 400 kg m^{-3} [MENON, 2004; SOON/ISKANDAR, 2006; ASIA BIOMASS OFFICE, 2009; TEH ET AL., 2010; UEMURA ET AL., 2010]. Da diese Eigenschaften weder den technischen noch den logistischen Anforderungen der BtL-Kraftstoffproduktion entsprechen, muss eine Weiterverarbeitung des Rohstoffes erfolgen, damit dieser transportwürdig wird und optimal in die BtL-Produktion eingebracht werden kann. Hierzu werden die EFB zuerst auf 6 % bis 10 % Wassergehalt getrocknet und danach gemahlen und pelletiert. Dadurch wird der Energiegehalt auf 17 GJ Mg^{-1} bis $18,8 \text{ GJ Mg}^{-1}$ gesteigert und die Dichte auf 560 kg m^{-3} bis 1.300 kg m^{-3} erhöht. Die Teilchengröße wird dabei auf eine Länge von weniger als 50 mm bei einem Durchmesser von 5 mm bis 8 mm reduziert. Durch diese Veredelungsschritte und die Transport-, Umschlags- und Lagerkosten bis zum Hafenterminal in Malaysia erhöht sich der FOB-Preis auf 58 € Mg^{-1} bis 117 € Mg^{-1} [SOON/ISKANDAR,

2006; QL, 2010; RHB, 2010]. Tabelle 2.3 fasst die wichtigsten Merkmale für EFB-Pellets aus Malaysia zusammen.

Tabelle 2.3: Spezifikation Empty Fruit Bunch Pellets aus Malaysia

<i>Rohstoff: Empty Fruit Bunches (EFB)</i>		
<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Herkunft		Ölpalme
Koppelprodukt von		Palmöl
Rohstoff transportwürdig		Nein
Verarbeitungsschritte für Transportwürdigkeit		Trocknen, Mahlen, Pelletieren
Alternative Verwendung		Dünger
Preis ab Werk	[€ Mg ⁻¹]	6-37
Energiedichte (Bruttoheizwert)	[GJ Mg ⁻¹]	4,30-10,57
Dichte	[kg m ⁻³]	110-400
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	26-69
<i>Zwischenprodukt: Empty Fruit Bunch Pellets (EFB-Pellets)</i>		
<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Preis frei Schiff	[€ Mg ⁻¹]	58-117
Länge	[mm]	5-50
Durchmesser	[mm]	6-10
Energiedichte (Bruttoheizwert)	[GJ Mg ⁻¹]	16,81-18,83
Dichte	[kg m ⁻³]	560-1.300
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	0-12
Aschegehalt	[% der Trockensubstanz]	2-8
Schwefel	[% der Trockensubstanz]	0,07-0,20
Stickstoff	[% der Trockensubstanz]	0,37-0,41
Chlor	[% der Trockensubstanz]	0,28-0,30

Quelle: Eigene Darstellung nach MENON, 2004; SOON/ISKANDAR, 2006; ASIA BIOMASS OFFICE, 2009; LIM, 2010; RHB, 2010; TEH ET AL., 2010; UEMURA ET AL., 2010.

EFB-Pellets sind für die BtL-Produktion in mehrfacher Hinsicht geeignet. Insbesondere ist der Rohstoff in großen Mengen verfügbar, auch wenn mit einer Zunahme der lokalen energetischen Nutzung des Rohstoffes und der veredelten Pellets zu rechnen ist. Wegen des Ausbaus der Palmölproduktion beträgt das langfristige Exportpotenzial aus Malaysia bis zu 10 Mio. Mg a⁻¹ [SOON/ISKANDAR, 2006]. Neben dem großen Mengenpotenzial spricht für EFB-Pellets, dass deren Rohstoff EFB als Abfall- bzw. Kuppelprodukt anfällt. Somit werden dem Rohstoff nur die beim Einsammeln und bei der Weiterverarbeitung anfallenden Emissionen zugerechnet. Die bei der Produktion des Rohstoffes anfallenden Emissionen werden dem Hauptprodukt Palmöl zugeschlagen. Gleiches gilt für die zur Produktion des Palmöls und der EFB aufgewendete Energie. Des Weiteren sind EFB ein sehr preiswerter Rohstoff, der bis vor kurzem aufgrund des großen Mengenaufkommens und des Wegfalls der traditionellen Verwertung durch Verbrennung, in Folge der verschärften Umweltgesetze in Malaysia, kostenlos abgegeben wurde. Die Zunahme der lokalen, regionalen und weltweiten Nachfrage nach preiswerter Biomasse als Basis für die Wärme-, Strom- und Kraftstoffproduktion hat in den letzten Jahren dazu geführt, dass der Preis für EFB mittlerweile 6 € Mg⁻¹ bis 35 € Mg⁻¹ beträgt. EFB gehören damit zu den kostengünstigsten Biomasserohstoffen. Ein weiterer Vorteil ist der geringe Aufwand bei der Erstellung eines Nachhaltigkeitsnachweises. EFB sind zwar in Europa als Biomasserohstoff kaum bekannt, wegen der Umweltproblematik bei der Palmölherstellung wird deren Produktionsprozess jedoch teilweise streng überwacht. Um die Produktion und den Transport von nachhaltigem Palmöl zu fördern, wurde 2003 der Roundtable on Sustainable Palm Oil (RSPO) gegründet. Dieser stellt Nachhaltigkeitszertifikate für Produktionsprozesse und Wertschöpfungsketten von Palmöl aus. Diese decken zwar nicht zur Gänze die von der Biokraft-NachV und der RED geforderten Nachweise ab, erleichtern jedoch die Erlangung einer mit Verordnung und Richtlinie konformen Nachhaltigkeitszertifizierung [MENON, 2004; RSPO, 2006; SOON/ISKANDAR, 2006; ASIA BIOMASS OFFICE, 2009; LIM, 2010; RHB, 2010; UEMURA ET AL., 2010].

Neben den beschriebenen Vorteilen sind mit der Nutzung von EFB-Pellets als Rohstoff für die BtL-Produktion auch einige Nachteile verbunden. Die oft schwierigen geographischen Standortbedingungen der Palmölplantagen erfordern eine aufwendige Logistik. Ein weiterer Nachteil ist die Transportunwürdigkeit des Rohstoffes. Aus diesem Grund sind die Veredelungsschritte Trocknen, Mahlen und Pelletieren notwendig. Ebenso nachteilig ist das für die Umwelt problematische Vorgehen bei der Palmölproduktion. Durch die Rodung von Urwald, die Zerstörung von Lebensräumen, die Urbarmachung von Hochmooren und die schlechten Arbeits- und Lebensbedingungen der Plantagenarbeiter werden die positiven Effekte der Biokraftstoffproduktion konterkariert. Die negativen Umwelteinflüsse der Palmölproduktion erzeugen in der Öffentlichkeit ein negatives Image des Palmöls und somit auch der EFB. Durch eine konsequente Nachhaltigkeitszertifizierung von EFB-Pellets können diese negativen Effekte aufgefangen oder ganz vermieden werden. Ein weiterer Nachteil von EFB-Pellets ist,

dass diese kein standardisiertes Produkt sind, woraus hohe Schwankungsbreiten der Spezifikationsparameter resultieren. Zudem macht das feuchte Klima Nordeuropas eine Hallenlagerung der EFB-Pellets erforderlich, wodurch die Kosten der Wertschöpfungskette steigen [MENON, 2004; RSPO, 2006; SOON/ISKANDAR, 2006; ASIA BIOMASS OFFICE, 2009; LIM, 2010; RHB, 2010; UEMURA ET AL., 2010]. Tabelle 2.4 fasst die Vor- und Nachteile von EFB-Pellets für die BtL-Produktion zusammen.

Tabelle 2.4: Vor- und Nachteile von Empty Fruit Bunch Pellets als Biomasserohstoff für die Biomass-to-Liquid-Produktion

<i>Vorteile</i>	<i>Nachteile</i>
Großes Mengenaufkommen	Logistik komplex und aufwendig
Rohstoff Abfall-/Kuppelprodukt	Umweltprobleme
Niedrige Rohstoffkosten	Negatives Image Palmöl
Nachhaltigkeitszertifizierung teilweise vorhanden	Veredelungsschritte erforderlich
	Hallenlagerung in Nordeuropa
	Keine standardisierte Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung nach MENON, 2004; RSPO, 2006; SOON/ISKANDAR, 2006; ASIA BIOMASS OFFICE, 2009; LIM, 2010; RHB, 2010; UEMURA ET AL., 2010.

2.3.2.2 Reisschalenmehl aus China

Reisschalenmehl (Grounded Rice Husk, GRH) sind die gemahlene Reststoffe bzw. Schalen der Reisproduktion. Bei der Produktion von Lebensmittelreis wird das Reiskorn von den nicht für den menschlichen Verzehr geeigneten Teilen des Reises getrennt. Die Reisschalen (Rice Husk, RH) machen etwa 20 % des Gewichtes des Reiskorns aus [PÖRNER, 2009; FAO, 2010]. Die weltweite Produktion für RH liegt zurzeit bei über 100 Mio. Mg a⁻¹. Bis zum Jahre 2020 soll sich die Produktion von RH auf 156 Mio. Mg a⁻¹ ausweiten [PÖRNER, 2009]. Hauptschwerpunkt der Reisproduktion liegt in Ost- und Südostasien. China produziert momentan 36,12 Mio. Mg a⁻¹, Indonesien 12,00 Mio. Mg a⁻¹ und Vietnam 5,20 Mio. Mg a⁻¹. 70 % der produzierten RH werden derzeit nicht genutzt. Dementsprechend liegt das weltweite Nutzungspotenzial bei über 70 Mio. Mg a⁻¹, welches sich bis 2020 auf knapp 110 Mio. Mg a⁻¹ steigern wird. Das Nutzungspotenzial in Ost- und Südostasien liegt in China bei 25,28 Mio. Mg a⁻¹, in Indonesien bei 8,40 Mio. Mg a⁻¹ und in Vietnam bei 3,64 Mio. Mg a⁻¹ [MISHRA ET AL., 1986; ACI, 2002; IRRI, 2009; PÖRNER, 2009; FAO, 2010].

Die Nutzungsalternativen für RH sind Viehfutter, Dünger, Dämmstoff, weitere stoffliche Nutzung und Brennstoff für die Wärme- und Stromproduktion. Zudem ist die Asche von RH eine erneuerbare Quelle von Silikat, die zukünftig stärker nachgefragt werden wird. Trotz der diversen Nutzungsmöglichkeiten ist die Entsorgung von RH weiterhin ein Problem für Reisproduzenten. Dementsprechend sind RH preiswert und auf Reisplantagen im Hinterland derzeit teilweise noch kostenlos akquirierbar. Allerdings müssen die Logistikkosten bis zum Verschiffungshafen berücksichtigt werden, so dass der FOB-Preis von RH zwischen 3 € Mg⁻¹ und 48 € Mg⁻¹ liegt [MASHI, 2011; ULLAH, 2011]. Nach der Trennung vom Reiskorn haben die RH einen Wassergehalt von 4 % bis 21 %, d.h. einen durchschnittlichen Wassergehalt von 13 %. Die Energiedichte bzw. der Bruttoheizwert liegt bei 15,70 GJ Mg⁻¹ bis 18,83 GJ Mg⁻¹. Diese Werte erfüllen die Anforderungen für die BtL-Produktion. Die Dichte der RH beträgt jedoch nur 73 kg m⁻³ bis 145 kg m⁻³, wodurch eine Transportwürdigkeit nicht gegeben ist. Um diese zu gewährleisten, werden die RH zu GRH gemahlen. Hierdurch wird die Teilchengröße auf 0,50 mm bis 3,00 mm verringert und die Dichte auf 230 kg m⁻³ bis 430 kg m⁻³ erhöht, während Wasser- und Energiegehalt unverändert bleiben [MISHRA ET AL., 1986; ACI, 2002; EUROFINS, 2009; IRRI, 2009; PÖRNER, 2009; APAC, 2010; FAO, 2010; RICE HULL, 2010; SGS, 2010]. Durch das Mahlen erhöhen sich die Kosten von GRH auf 12 € Mg⁻¹ bis 52 € Mg⁻¹ [MASHI, 2011; ULLAH, 2011]. Die Dichte von GRH ist im Vergleich zu anderen Biomasserohstoffen sehr gering und könnte durch eine Pelletierung weiter erhöht werden. Die Pelletierung ist jedoch technisch schwer umsetzbar, da GRH einen hohen Silikatanteil aufweisen, der in Pelletiermaschinen abrasiv wirkt und diese zerstört. GRH können in Polyethylen- oder Polypropylensäcken zu 50 kg oder in loser Schüttung transportiert werden. Werden GRH in loser Schüttung transportiert, sollte der Umschlag per pneumatischen Heber oder geschlossenem Greifer erfolgen, um Schwund und Staubverluste zu vermeiden [MISHRA ET AL., 1986; ACI, 2002; PÖRNER, 2009; FAO, 2010]. Tabelle 2.5 fasst die wichtigsten Merkmale für GRH aus China zusammen.

Tabelle 2.5: Spezifikation Reisschalenmehl aus China

<i>Rohstoff: Reisschalen (RH)</i>		
<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Herkunft		Reis
Koppelprodukt von		Reiskörner
Rohstoff transportwürdig		Nein
Verarbeitungsschritte für Transportwürdigkeit		Mahlen
Alternative Verwendung		Futtermittel, Dämmstoff, Dünger, stoffliche Nutzung
Preis ab Werk	[€ Mg ⁻¹]	0-39
Energiedichte (Bruttoheizwert)	[GJ Mg ⁻¹]	15,70-18,83
Dichte	[kg m ⁻³]	73-145
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	3,70-21,30
<i>Zwischenprodukt: Reisschalenmehl (GRH)</i>		
<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Preis frei Schiff	[€ Mg ⁻¹]	12-52
Teilchengröße	[mm]	0,50-3,00
Energiedichte (Bruttoheizwert)	[GJ Mg ⁻¹]	16,81-18,83
Dichte	[kg m ⁻³]	230-430
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	3,70-21,30
Aschegehalt	[% der Trockensubstanz]	14,00-21,60
Schwefel	[% der Trockensubstanz]	0,03-0,06
Stickstoff	[% der Trockensubstanz]	0,44-0,48
Chlor	[% der Trockensubstanz]	0,11

Quelle: Eigene Darstellung nach MISHRA ET AL., 1986; ACI, 2002; EUROFINS, 2009; IRRI, 2009; PÖRNER, 2009; APAC, 2010; FAO, 2010; RICE HULL, 2010; SGS, 2010; MASHI, 2011; ULLAH, 2011.

GRH haben als Biomasserohstoff für die BtL-Produktion einige Vorteile. Hierzu zählt insbesondere das große Mengenaufkommen, welches auch für die Zukunft Versorgungssicherheit garantiert. Bei einem langfristig verfügbaren freien Rohstoffpotenzial von über 37 Mio. Mg a⁻¹ allein aus Ost- und Südostasien kann eine langfristige BtL-

Produktion ohne Beschaffungsprobleme sichergestellt werden. Das Mahlen der RH ist ein technisch einfacher Verarbeitungsschritt, wodurch die Kosten für GRH geringer sind als die Kosten für Rohstoffe, bei denen mehrere Veredelungsstufen erforderlich sind. Ein weiterer Vorteil der GRH ist der hohe Anteil von Silikaten. Die als Abfallprodukt des BtL-Prozesses anfallende silikathaltige GRH-Asche kann als Hilfsstoff in einer Reihe von Produktionsprozessen eingesetzt werden. Die Anwendungen reichen von Hilfsstoffen für die Produktion von Wasch- und Reinigungsmitteln, Plastikverstärkungen, Papierverarbeitung und Herstellung von Solarzellen bis zur petrochemischen Verarbeitung. Der momentane Marktpreis für GRH-Asche liegt bei 400 € Mg⁻¹ [MISHRA ET AL., 1986; ACI, 2002; IRRI, 2009; PÖRNER, 2009; FAO, 2010]. Das Abfallprodukt kann somit gewinnbringend verkauft werden und verbessert die Wirtschaftlichkeit des Produktionspfades. Zudem sind der niedrige Wassergehalt und die hohe Energiedichte der RH im Vergleich zu anderen Rohstoffen vorteilhaft. Hierdurch ist nur eine Verarbeitungsstufe notwendig, um die Rohstoffe an die Anforderungen der BtL-Produktion anzupassen.

Einige Merkmale der GRH sind jedoch nachteilig für die BtL-Produktion. Vor allem die geringe Dichte sowohl der RH als auch der GRH genügen den gestellten Anforderungen nicht. Zwei Gründe sprechen jedoch für den Einsatz von GRH als Rohstoff für die BtL-Produktion. Die niedrigen Rohstoffkosten kompensieren die, verursacht durch die geringe Dichte, höheren Transportkosten von 1 € Mg⁻¹ bis 2 € Mg⁻¹, so dass GRH im Vergleich zu anderen Rohstoffen konkurrenzfähig sind. Das hohe Nutzungspotenzial von 110 Mio. Mg a⁻¹ kann bei einer signifikanten Substitution von fossilem Dieseldieselkraftstoff durch BtL nicht ungenutzt gelassen werden. Auch der Ascheanteil von GRH überschreitet zum Teil die für die BtL-Produktion zulässigen Grenzwerte. Es wird, analog zur Dichte, auf die genaue Spezifikation der eingesetzten GRH ankommen, ob diese für die BtL-Produktion geeignet sind oder nicht. Ein weiterer Nachteil von GRH ist die fehlende Standardisierung, was sich in den hohen Schwankungsbreiten der Spezifikationsparameter niederschlägt. Zudem gibt es noch keine Nachhaltigkeitszertifizierung von GRH, so dass der administrative Aufwand für eine Zulassung von GRH als Rohstoff für die BtL-Produktion sehr groß ist. Zudem können sich die vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten des Rohstoffes nachteilig auswirken. Insbesondere die stoffliche Nutzung kann den Marktpreis in die Höhe treiben und somit die Nutzbarkeit von GRH als Rohstoff für die BtL-Produktion beeinträchtigen. Ein letzter Nachteil ist die hohe Feuchtigkeitsaufnahmefähigkeit von GRH. Der Rohstoff muss möglichst trocken gelagert werden, wodurch die Logistikkosten negativ beeinflusst werden [MISHRA ET AL., 1986; ACI, 2002; EUROFINS, 2009; IRRI, 2009; PÖRNER, 2009; APAC, 2010; FAO, 2010; RICE HULL, 2010; SGS, 2010; MASHI, 2011; ULLAH, 2011]. In Tabelle 2.6 werden die Vor- und Nachteile von GRH als Biomasserohstoff für die BtL-Produktion zusammengefasst.

Tabelle 2.6: Vor- und Nachteile von Reisschalenmehl als Biomasserohstoff für die Biomass-to-Liquid-Produktion

<i>Vorteile</i>	<i>Nachteile</i>
Großes Mengenpotenzial	Geringe Dichte
Rohstoff Abfall-/Kuppelprodukt	Hoher Ascheanteil
Preiswerter Rohstoff	Keine standardisierte Biomasse
Abfallprodukt Asche nutzbar	Keine Nachhaltigkeitszertifizierung vorhanden
Niedriger Wassergehalt	Hallenlagerung in Nordeuropa
Hohe Energiedichte	Hohe Feuchtigkeitsaufnahme
Nur eine Veredelungsstufe erforderlich	

Quelle: Eigene Darstellung nach MISHRA ET AL., 1986; ACI, 2002; EUROFINS, 2009; IIRI, 2009; PÖRNER, 2009; APAC, 2010; FAO, 2010; RICE HULL, 2010; SGS, 2010; MASHI, 2011; ULLAH, 2011.

2.3.2.3 Holzpellets aus Kanada

Im Gegensatz zu den in den Abschnitten 2.3.2.1 und 2.3.2.2 vorgestellten Biomasserohstoffen sind Holzpellets ein standardisiertes und weltweit gehandeltes Produkt. Als Rohstoffe für Holzpellets werden Sägemehl, Sägespäne und andere Reststoffe der Forst-, Säge- und Holzindustrie verwendet. Die Rohstoffe werden gemahlen, getrocknet und zu Pellets gepresst. Wird Sägemehl als Rohstoff eingesetzt, so entfällt der Verarbeitungsschritt des Mahlens. Holzpellets werden nach der in diesem Jahr neu verabschiedeten EN 14961-2 in drei Qualitätsklassen unterteilt, von denen die niedrigste Norm EN-B für Industriepellets den Anforderungen der BtL-Produktion genügt [DIN, 2010].³ Holzpellets werden weltweit produziert. 2010 betrug das weltweite Produktionsvolumen 16.000 Gg a⁻¹. Die Produktionsschwerpunkte liegen in Europa, Nordamerika und China. Größter Produzent ist neben Schweden Kanada mit einer Produktionskapazität von 2.000 Gg a⁻¹. Im Gegensatz zu Schweden, das nicht nur seine gesamte Produktion von Holzpellets selber verbraucht, sondern zusätzlich noch große Mengen Pellets importiert, ist Kanada der größte Pelletsexporteur weltweit. Das kanadische Exportvolumen betrug 2009 über 1.000 Gg mit steigender Tendenz [SWAAN/MELIN, 2008; MURRAY, 2010]. Holzpellets werden vor allem in der Wärme- und Stromproduktion eingesetzt. Hier reichen die Anwendungen von Kleinf Feuerungsanlagen in Wohnhäusern bis zur großindustriellen Co-Feuerung in Kohlekraftwerken. Neben der energetischen Nutzung von

³ Die beiden anderen Normenklassen EN-A1 und EN-A2 sind für Pellets, die in privaten Kleinf Feuerungsanlagen verwendet werden, gedacht. Sie stellen sehr viel rigidere Anforderungen an die Beschaffenheit der Holzpellets. Ihnen entsprechen die nationalen Normen DIN Plus und Ö-Norm M 7135.

Holzpellets werden diese auch als Einstreu für die Pferde- und Kleintierhaltung verwendet [PA ET AL., 2009; ALLEN, 2010; PA/BI, 2010].

Industriepellets nach der EN-B sind Presslinge mit einem Durchmesser von 4 mm bis 10 mm und unterschiedlicher Länge. Obwohl der Aschegehalt laut EN-B nicht festgelegt ist, haben Industriepellets üblicherweise einen sehr niedrigen Aschegehalt von unter 1 %. Der Wassergehalt von EN-B-Pellets ist auf unter 12 % begrenzt [DIN, 2010]. In der Praxis liegt der Wassergehalt von Industriepellets mit 4 % bis 8 % deutlich unter diesem Grenzwert. Die Dichte von Holzpellets liegt zwischen 600 kg m^{-3} und 750 kg m^{-3} [MELIN ET AL., 2008; SWAAN/MELIN, 2008; SVEDBERG ET AL., 2008; MELIN, 2009; PA ET AL., 2009; ALLEN, 2010; PA/BI, 2010]. Dieser Wert ist in der Norm für Industriepellets nicht festgelegt, muss jedoch für die Erreichung der Standards A1 und A2 über 600 kg m^{-3} liegen. Auch die Energiedichte ist für EN-B-Pellets nicht festgeschrieben. Die Norm für die höheren Qualitäten fordert einen Bruttoheizwert von mindestens $16,5 \text{ GJ Mg}^{-1}$ [DIN, 2010]. Die Energiedichte von Industriepellets liegt bei $18,50 \text{ GJ Mg}^{-1}$ bis $20,61 \text{ GJ Mg}^{-1}$ [MELIN ET AL., 2008; SWAAN/MELIN, 2008; SVEDBERG ET AL., 2008; MELIN, 2009; PA ET AL., 2009; ALLEN, 2010; PA/BI, 2010]. Der FOB-Preis für kanadische Industriepellets liegt bei 75 € Mg^{-1} bis 122 € Mg^{-1} [ARGUS MEDIA, 2011; BASSEL, 2011; DOS, 2011; MELO, 2011]. Dieser Preis gilt für die Häfen an der Ostküste (Halifax) und an der Westküste (Vancouver) Kanadas. An der kanadischen Westküste in British Columbia befinden sich die größten Produktionskapazitäten, so dass dort eine größere Menge Holzpellets als im Osten verfügbar ist und auch der Preis tendenziell niedriger ist. Im Gegenzug ist die Schiffsfracht von der kanadischen Pazifikküste höher als von der Atlantikküste. Tabelle 2.7 fasst die wichtigsten Informationen zu kanadischen Holzpellets zusammen.

Tabelle 2.7: Spezifikation Holzpellets aus Kanada

<i>Rohstoff: Sägereste</i>		
<i>Merkmal</i>		<i>Ausprägung</i>
Herkunft		Sägemehl, Sägespäne und diverse andere Reststoffe der Forst-, Säge- und holzverarbeitenden Industrie
Koppelprodukt von		Schnittholz, Holzprodukte
Rohstoff transportwürdig		Teilweise
Verarbeitungsschritte für Transportwürdigkeit		Trocknen, Mahlen (außer Sägespäne), Pressen
Alternative Verwendung		Wärmeproduktion, Stromproduktion, Nutztierereinstreu
Preis ab Werk	[€ Mg ⁻¹]	0-15,50
Energiedichte (Bruttoheizwert)	[GJ Mg ⁻¹]	15,20
Dichte	[kg m ⁻³]	160-240
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	20-40
<i>Zwischenprodukt: Holzpellets</i>		
<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Preis frei Schiff	[€ Mg ⁻¹]	75-122
Durchmesser	[mm]	4-10
Energiedichte (Bruttoheizwert)	[GJ Mg ⁻¹]	18,50-21,61
Dichte	[kg m ⁻³]	600-750
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	6,50-12,00
Aschegehalt	[% der Trockensubstanz]	0,20-0,50
Schwefel	[% der Trockensubstanz]	0,08
Stickstoff	[% der Trockensubstanz]	0,30
Chlor	[% der Trockensubstanz]	0,03

Quelle: Eigene Darstellung nach MELIN ET AL., 2008; SWAAN/MELIN, 2008; SVEDBERG ET AL., 2008; MELIN, 2009; PA ET AL., 2009; ALLEN, 2010; DIN, 2010; MURRAY, 2010; PA/BI, 2010; ARGUS MEDIA, 2011; BASSEL, 2011; DOS, 2011; MELO, 2011.

Holzpellets besitzen mehrere Merkmale, die sie positiv von anderen Biomasserohstoffen für die BtL-Produktion abheben. Als standardisierter Biomasserohstoff können

Holzpellets global beschafft werden, ohne dass signifikante Differenzen in der Qualität oder der Spezifikation der Pellets auftreten. Bei Versorgungsengpässen können Holzpellets in größeren Mengen schnell eingekauft werden. In den europäischen Seehäfen, vor allem in Rotterdam, werden große Lagerbestände von Holzpellets aufgebaut. Die gesetzlich festgelegten Standards vereinfachen die Überprüfung der Nachhaltigkeit von Holzpellets. So vergibt das Deutsche Pellet Institut nach Audits Zertifikate für Holzpellets, die nicht nur die Produkteigenschaften bestätigen, sondern die gesamte Wertschöpfungskette mit einbeziehen. Diese Zertifikate erfüllen noch nicht sämtliche Anforderungen der RED und Biokraft-NachV. Im Gegensatz zu Biomasserohstoffen, bei denen noch gar keine Zertifizierung besteht, ist ein Großteil der bürokratischen Anforderungen bereits erfüllt. Ein weiterer Vorteil von Holzpellets aus Kanada ist die erprobte Logistikkette. Kanadische Holzpellets werden schon seit vielen Jahren nach Europa exportiert, so dass nicht nur die Überseerouten etabliert sind sondern auch die lokalen Logistikketten.⁴ Im Vergleich zu anderen Biomasserohstoffen bieten auch die spezifischen Eigenschaften von Holzpellets Vorteile für die BtL-Produktion. Eine hohe Dichte, die hohe Energiedichte und der niedrige Aschegehalt der Holzpellets heben sich positiv von anderen Biomasseoptionen für die BtL-Produktion ab [MELIN ET AL., 2008; SWAAN/MELIN, 2008; SVEDBERG ET AL., 2008; MELIN, 2009; PA ET AL., 2009; ALLEN, 2010; DEPI, 2010; DIN, 2010; MURRAY, 2010; PA/BI, 2010].

Außer den beschriebenen Vorteilen weisen kanadische Holzpellets auch einige Nachteile für die BtL-Produktion auf. Vor allem die vergleichsweise hohen Kosten sprechen gegen den Einsatz von Holzpellets. Hierfür sind mehrere Gründe zu nennen: Für Sägemehl, Sägespäne, Reststoffe der Forst-, Säge- und Holzverarbeitungsindustrie existieren zunehmend andere Nutzungsalternativen in der Papier- und Sperrholzindustrie. Die drei Zwischenverarbeitungsschritte zur Herstellung von Holzpellets treiben die Kosten in die Höhe. Die steigende Nachfrage nach Holzpellets übersteigt die bestehenden und geplanten Produktionskapazitäten, so dass eine Marktverknappung abzusehen ist. Schließlich werden Holzpellets weltweit gehandelt und gelten als Substitut für Erdöl, an dessen Kurs sich die Preisentwicklung für Holzpellets anlehnt. Somit spielen Spekulationen bei der Preisfindung eine entscheidende Rolle und sorgen für erhebliche Preisschwankungen und höhere Kosten. Neben den vergleichsweise hohen Kosten spricht gegen Holzpellets, dass das Mengenaufkommen kleiner ist als bei alternativen Biomasserohstoffen. Auch die Logistikkette für Holzpellets weist einige Nachteile auf. Die Holzpellets tendieren bei der Aufnahme von Feuchtigkeit zur Vergärung und müssen in einer Halle oder in einem Silo gelagert werden anstatt in loser Schüttung im Freien. Beim Umschlag sind, aufgrund der Staubentwicklung und der daraus resultierenden Explosionsgefahr, höhere Sicherheitsstandards im Vergleich zu alternativen

⁴ Die Logistikketten von Kanada nach Europa wurden schon vor dem Export von Holzpellets für Schnittholz, Zellstoff und andere Holzprodukte verwendet. Hierdurch besteht bei allen beteiligten Akteuren der Wertschöpfungskette ein großer Erfahrungsschatz mit diesen Relationen.

Biomasserohstoffen einzuhalten. Außerdem geben Holzpellets während des Seetransportes Kohlenmonoxid, Methan und weitere Gase ab, wodurch es bereits zu mehreren Explosionsunfällen beim Öffnen der Laderäume gekommen ist. Zudem sind einige kanadische Häfen im Winter nicht eisfrei, so dass die benötigte Menge Holzpellets in den Sommermonaten nach Deutschland geliefert werden muss [MELIN ET AL., 2008; SWAAN/MELIN, 2008; SVEDBERG ET AL., 2008; MELIN, 2009; PA ET AL., 2009; ALLEN, 2010; DEPI, 2010; DIN, 2010; MURRAY, 2010; PA/BI, 2010]. In Tabelle 2.8 werden die Vor- und Nachteile von kanadischen Holzpellets zusammengefasst:

Tabelle 2.8: Vor- und Nachteile von Holzpellets aus Kanada als Biomasserohstoff für die Biomass-to-Liquid-Produktion

<i>Vorteile</i>	<i>Nachteile</i>
Standardisiertes Produkt	Hohe Rohstoffkosten
Weltweit verfügbar	Geringes Mengenaufkommen
Zertifizierungen im Ansatz vorhanden	Hallenlagerung erforderlich
Erprobte und optimierte Logistikkette	Verpuffungs- und Explosionsgefahr
Niedriger Ascheanteil	Kanadische Häfen teilweise im Winter nicht eisfrei
Hohe Dichte	Preisschwankungen wegen weltweiten Handels und Spekulationen
Hoher Energiegehalt	Mehrere Zwischenverarbeitungsschritte
	Nutzungsalternativen mit hoher Preiselastizität

Quelle: Eigene Darstellung nach MELIN ET AL., 2008; SWAAN/MELIN, 2008; SVEDBERG ET AL., 2008; MELIN, 2009; PA ET AL., 2009; ALLEN, 2010; DEPI, 2010; DIN, 2010; MURRAY, 2010; PA/BI, 2010.

2.3.2.4 Holzhackschnitzel aus dem Baltikum

Holzhackschnitzel (HHS) sind Holzstücke mit maximalen Abmessungen von 50 mm x 50 mm x 30 mm [ZELINSKI/LOEWEN, 2008; DIN, 2010; FNR, 2010]. HHS sind ein Restprodukt der Forst-, Säge und Holzverarbeitenden Industrie und werden in Waldhackschnitzel und Industriebhackschnitzel unterschieden. Waldhackschnitzel bestehen aus dem Stock und Schlagabraum der Forstwirtschaft, wie Wipfel, Wurzeln und Rinde, sowie aus Holz aus Windbruch, Käferfraß oder Lawinenschäden, die direkt im Wald per Hacker oder Schredder zu HHS verarbeitet werden. Im Gegensatz dazu entstehen Industriebhackschnitzel in Sägewerken oder bei der Holzverarbeitung aus dem Schwarzen und Spreißeln der verarbeiteten Stämme. Diese Rückstände werden gehackt oder

geschreddert. Industriebackschnitzel ohne Rindenanteil, so genannte „weiße Ware“, werden hauptsächlich in der stofflichen Nutzung eingesetzt, z.B. bei der Spanplattenproduktion, und erzielen vergleichsweise hohe Preise. Im Gegensatz dazu werden Waldhackschnitzel und Industriebackschnitzel mit Rindenanteil, so genannte „schwarze Ware“, energetisch für die Wärme- und Stromproduktion genutzt [FNR, 2010; ZIMMER, 2010]. HHS werden wie Holzpellets in der EN 14961 standardisiert. Eine detaillierte Ausformulierung der Norm steht noch aus. Allerdings wird in den allgemeinen Anforderungen die Unterteilung der HHS nach Teilchengröße, Wassergehalt und Aschegehalt definiert. Ähnlich wie bei Holzpellets gibt es auch bei den HHS erste Zertifizierungsaktivitäten, um den Anforderungen der Biokraft-NachV und der RED gerecht zu werden [HARTMANN, 2002; SCHNEIDER/KALTSCHMITT, 2002; PARIKKA, 2004; HALL ET AL., 2005; KOFMAN, 2006; ZELINSKI/LOEWEN, 2008; BROWN, 2009; KOPMANN ET AL., 2009; DIN, 2010; FNR, 2010; SEAI, 2010; ZIMMER, 2010].⁵

Das weltweit frei verfügbare Potenzial für HHS liegt bei etwa 64.000 Gg a⁻¹. Für eine BtL-Produktion in Deutschland ist vor allem der Bezug von HHS (schwarze Ware) aus dem Baltikum interessant, da sich hier eine kostengünstige Logistikkette etablieren lässt. Das verfügbare Potenzial von HHS im Baltikum (Baltische Staaten, Weißrussland, Ukraine, westliches Russland bis zum Ural) liegt bei 8.000 Gg a⁻¹ [SCHNEIDER/KALTSCHMITT, 2002; PARIKKA, 2004; HALL ET AL., 2005]. Zur vollständigen Erschließung dieses Potenzials, vor allem in Russland, Weißrussland und der Ukraine, sind jedoch noch Entwicklungsanstrengungen erforderlich. Die Eigenschaften von HHS können erheblichen Schwankungen unterliegen, wodurch auch der FOB-Preis eine große Bandbreite von 22,50 € Mg⁻¹ bis 48,00 € Mg⁻¹ aufweist [OLIVIERA, 2011; PRUSIS, 2011; PURCETA, 2011; PUSTOVALOV, 2011; VARAKINS, 2011; VIROLS, 2011]. Vor allem der Wassergehalt kann sehr unterschiedlich ausfallen und liegt je nach Herkunft, Verarbeitung und Ernteart bei 25 % bis 60 %. Da der Wassergehalt die Dichte und die Energiedichte beeinflusst, besteht auch bei diesen Werten eine große Spannbreite. Die Dichte von HHS kann zwischen 250 kg m⁻³ und 800 kg m⁻³ betragen. Auch bei der Energiedichte sind Schwankungen von über 100 % möglich: So kann der Bruttoheizwert zwischen 9,60 GJ Mg⁻¹ und 21,00 GJ Mg⁻¹ liegen. Der Aschegehalt von HHS liegt zwischen unter 1 % und 3,50 % und ist damit auch Schwankungen unterworfen [HARTMANN, 2002; SCHNEIDER/KALTSCHMITT, 2002; PARIKKA, 2004; HALL ET AL., 2005; KOFMAN, 2006; ZELINSKI/LOEWEN, 2008; BROWN, 2009; KOPMANN ET AL., 2009; DIN, 2010; FNR, 2010; SEAI, 2010; ZIMMER, 2010]. Tabelle 2.9 fasst die wichtigsten Merkmale der HHS zusammen.

⁵ Die bisher zur Klassifizierung von HHS verwendete Ö-Norm M 7133 geht mit Veröffentlichung der EN 14961-4 in dieser auf.

Tabelle 2.9: Spezifikation Holzhackschnitzel aus dem Baltikum

<i>Rohstoff: Waldrestholz</i>		
<i>Merkmal</i>		<i>Ausprägung</i>
Herkunft		Reststoffe der Forst-, Säge- und holzverarbeitenden Industrie, Todholz
Koppelprodukt von Rohstoff transportwürdig		Schnittholz, Holzprodukte teilweise
Verarbeitungsschritte für Transportwürdigkeit		Hacken/Schreddern/Häckseln, ggf. Trocknen
Alternative Verwendung		Wärmeproduktion, Stromproduktion
Preis ab Werk	[€ Mg ⁻¹]	0-16,30
Energiedichte (Bruttoheizwert)	[GJ Mg ⁻¹]	9,67
Dichte	[kg m ⁻³]	175-280
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	40-60
<i>Zwischenprodukt: Holzhackschnitzel (HHS)</i>		
<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Preis frei Schiff	[€ Mg ⁻¹]	22,50-48,00
Länge	[mm]	5-50
Breite	[mm]	2-50
Dicke	[mm]	2-25
Energiedichte (Bruttoheizwert)	[GJ Mg ⁻¹]	9,60-21,00
Dichte	[kg m ⁻³]	250-800
Wassergehalt	[% der Frischmasse]	25-60
Aschegehalt	[% der Trockensubstanz]	0,38-3,50
Schwefel	[% der Trockensubstanz]	0,03
Stickstoff	[% der Trockensubstanz]	0,35
Chlor	[% der Trockensubstanz]	0,07

Quelle: Eigene Darstellung nach HARTMANN, 2002; SCHNEIDER/KALTSCHMITT, 2002; PARIKKA, 2004; HALL ET AL., 2005; KOFMAN, 2006; ZELINSKI/LOEWEN, 2008; BROWN, 2009; KOPMANN ET AL., 2009; DIN, 2010; FNR, 2010; SEAI, 2010; ZIMMER, 2010.

HHS haben als Rohstoff für die BtL-Produktion einige Vorteile. Schon durch die bestehenden Bestimmungen der EN 14961 ist ein schneller Überblick über die Eigenschaften von HHS möglich.⁶ Vorteilhaft für HHS sind die derzeit im Vergleich zu alternativen Biomasserohstoffen der BtL-Produktion niedrigen Beschaffungskosten. Diese liegen vor allem in den wenigen erforderlichen Zwischenverarbeitungsschritten begründet. Ein weiterer Vorteil von HHS ist deren weltweite Verfügbarkeit. Zudem ist das Mengenpotenzial von HHS sowohl global als auch in dem hier betrachteten Ursprungsgebiet des Baltikums im Vergleich zu anderen Biomasserohstoffen sehr groß. Für HHS aus dem Baltikum spricht weiterhin, dass die Logistikkette mit anderen Produkten der Holz- und Papierindustrie erprobt ist. Schließlich haben HHS einen vergleichsweise niedrigen Aschegehalt [HARTMANN, 2002; SCHNEIDER/KALTSCHMITT, 2002; PARIKKA, 2004; HALL ET AL., 2005; KOFMAN, 2006; ZELINSKI/LOEWEN, 2008; BROWN, 2009; KOPMANN ET AL., 2009; DIN, 2010; FNR, 2010; SEAI, 2010; ZIMMER, 2010].

Neben den beschriebenen Vorteilen weisen HHS auch einige Nachteile für die BtL-Produktion auf. An erster Stelle ist der hohe Wassergehalt der HHS von bis zu 60 % zu nennen. Dieser liegt weit über dem für den BtL-Produktionsprozess zulässigen Wert. Durch den hohen Wassergehalt ist entweder am Ursprungsort des Rohstoffes oder am BtL-Produktionsstandort eine Trocknung notwendig, um die Biomasse in den BtL-Produktionsprozess einbringen zu können. Neben dem hohen Wassergehalt spricht gegen den Einsatz von HHS für die BtL-Produktion die steigende Preistendenz. Diese liegt in der, vor allem in Deutschland, stark zunehmenden Nachfrage und dem mit diesem Trend nicht mithaltenden Ausbau der Produktionskapazitäten begründet. Zudem haben die stofflichen Nutzungsalternativen von HHS eine höhere Preiselastizität der Nachfrage als die BtL-Produktion. Schließlich sind die starken Schwankungsbreiten einiger Rohstoffeigenschaften von HHS, wie Wassergehalt, Dichte, Energiedichte und Aschegehalt, ein Nachteil im Vergleich zu anderen für die BtL-Produktion geeigneten Biomasserohstoffen [HARTMANN, 2002; SCHNEIDER/KALTSCHMITT, 2002; PARIKKA, 2004; HALL ET AL., 2005; KOFMAN, 2006; ZELINSKI/LOEWEN, 2008; BROWN, 2009; KOPMANN ET AL., 2009; DIN, 2010; FNR, 2010; SEAI, 2010; ZIMMER, 2010]. In Tabelle 2.10 werden die Vor- und Nachteile von HHS für die BtL-Produktion zusammengefasst.

⁶ So haben beispielsweise HHS mit der Bezeichnung P45A M35 A2.0 in der Hauptfraktion (> 75 % der Masse) eine Teilchengröße zwischen 8 mm und 45 mm, einen Feinanteil (Teilchengröße < 3,15 mm) von 8 %, einen Anteil von Grobteilen mit einer Länge > 63 mm von ≤ 6 %, einen Anteil von Grobteilen mit einer Länge > 100 mm von ≤ 3,5 %, keine Teile mit einer Länge > 120 mm und einer Fläche > 5 cm², einen Wassergehalt von maximal 35 % und einen Ascheanteil von maximal 2 % [DIN, 2010].

Tabelle 2.10: Vor- und Nachteile von Holzhackschnitzeln als Biomasserohstoff für die Biomass-to-Liquid-Produktion

<i>Vorteile</i>	<i>Nachteile</i>
Standardisiertes Produkt	Hoher Wassergehalt
Niedrige Rohstoffkosten	Trocknung notwendig
Weltweit verfügbar	Preistendenz stark steigend
Großes Mengenpotenzial	Nutzungsalternativen mit hoher
Erprobte und optimierte Logistikkette	Preiselastizität
Niedriger Ascheanteil	Starke Schwankung der Rohstoffeigen-
Wenige Zwischenverarbeitungsstufen	schaften (Wassergehalt, Dichte, Energie-
	dichte, Aschegehalt)

Quelle: Eigene Darstellung nach HARTMANN, 2002; SCHNEIDER/KALTSCHMITT, 2002; PARIKKA, 2004; HALL ET AL., 2005; KOFMAN, 2006; ZELINSKI/LOEWEN, 2008; BROWN, 2009; KOPMANN ET AL., 2009; DIN, 2010; FNR, 2010; SEAI, 2010; ZIMMER, 2010.

2.3.2.5 Rohöl

Rohöl besteht aus Biomasse, die sich im Laufe von Jahrmillionen unter dem Einfluss von Druck und Wärme in eine konzentrierte und hoch energiehaltige Flüssigkeit gewandelt hat. Rohöl besteht fast ausschließlich aus Kohlenwasserstoffen. Es kommt fast überall auf der Welt vor, wobei es Regionen gibt, in denen sich die Rohölvorkommen konzentrieren. Hierzu zählen vor allem die Arabische Halbinsel, der Mittlere Osten, das Kaspische Meer, der Golf von Mexiko, Westafrika und die Nordsee. Je nach Herkunft kann Rohöl sehr unterschiedliche Ausprägungen in Qualität, Aussehen, spezifischem Gewicht und Schwefelgehalt haben. Rohöl wird nach Dichte (API-Grad, „Schwere“ des Öls) und Schwefelgehalt („süßes oder saures“ Öl) klassifiziert. Insgesamt gibt es weltweit Rohölestillationskapazitäten von 4,33 Mio. Gg a⁻¹. Ihnen steht eine globale Rohölförderung von 3,95 Mio. Gg a⁻¹ und Weltrohölreserven von 182,19 Mio. Gg gegenüber [MWV, 2001; MWV, 2003; MWV, 2009; EIA, 2010; EIA, 2011B].

Rohöl bildet die Grundlage für eine Vielzahl von Anwendungen. Sie reichen von der Kunststoffindustrie über die Gasherstellung bis zur Kraftstoffbereitstellung. Heutzutage werden alle Anteile des Rohöls verwertet. Eine Öltraffinerie ist eine hochkomplexe industrielle Anlage, in der durch Trennung (Destillieren), Umwandlung (Cracken, Brecken, Coken und Reformieren) und Nachbehandlung (Raffination, Mischung, Hydrofinierung) Kraftstoffe, Schmieröle und die Grundstoffe der petrochemischen Industrie hergestellt werden [MWV, 2001; MWV, 2003; MWV, 2009; EIA, 2010; EIA, 2011B]. Tabelle 2.11 fasst die wichtigsten Informationen zum Rohöl zusammen.

Tabelle 2.11: Spezifikation Rohöl (Arabian Light Crude)

<i>Rohstoff: Erdöl</i>		
<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Herkunft		Ölquelle
Rohstoff transportwürdig		Ja
Verarbeitungsschritte für Transportwürdigkeit		Entsalzen
Alternative Verwendung		Wärmeproduktion, Stromproduktion, petrochemische Industrie
<i>Zwischenprodukt: Rohöl</i>		
<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Ausprägung</i>
Preis *	[\$ bbl ⁻¹]	67,61-86,69
API-Grad		33-34
Sedimentgehalt	[%]	0,10
Wachsgehalt	[%]	5
Salzgehalt	[Parts per Million]	7,20
Dichte	[kg m ⁻³]	890
Stockpunkt	[°C]	33-39
Aschegehalt	[Parts per Million]	0,51-1,50
Schwefel	[% der Trockensubstanz]	1,50-1,72

* Schwankung Rohölpreis Arabian Light Crude vom 01.01.2010 – 12.11.2010 [EIA, 2010].

Quelle: Eigene Darstellung nach MWV, 2001; MWV, 2003; MWV, 2009; EIA, 2010; EIA, 2011B.

Rohöl hat viele vorteilhafte Eigenschaften. Es gibt für diesen Rohstoff diverse Anwendungsmöglichkeiten, so dass er im Laufe des Produktionsprozesses vollständig genutzt wird und auch für die Reststoffe Nutzungsmöglichkeiten gegeben sind. Rohölverarbeitung ist ein seit langem etablierter und optimierter Prozess. Mit der ebenso langfristig erprobten und optimierten Logistikkette sind Kosteneinsparungspotenziale kaum noch vorhanden. Zusammen mit den durch die großen verarbeiteten Mengen erzielten Skaleneffekte führen die optimierten Prozesse zu sehr kostengünstigen Endprodukten [MWV, 2001; MWV, 2003; MWV, 2009; EIA, 2010; EIA, 2011B].

Auf der anderen Seite hat Rohöl auch mehrere negative Eigenschaften. Die Förderung, Verarbeitung und Nutzung von Rohöl birgt erhebliche Umweltrisiken. So wird bei der Förderung von Rohöl sowohl bei der Extraktion des Rohstoffes als auch durch immer wieder auftretende Störfälle ein Großteil der angrenzenden Umwelt zerstört. Der

Transport und die Verarbeitung von Rohöl haben durch Tankerunfälle und hohe Treibhausgasemissionen einen negativen Umwelteinfluss. Die Nutzung der Rohölendprodukte belastet die Umwelt durch die Emission von Treibhausgasen und durch die bis heute ungeklärte Entsorgung, da Rohölprodukte nicht biologisch abbaubar sind. Neben den negativen Umwelteinflüssen des Rohöls sind die Beschaffung und die Bereitstellung des Rohstoffes zunehmend problematisch. Viele der ergiebigsten Rohölvorkommen liegen in politisch instabilen Ländern, so dass eine gesicherte Versorgung schwierig ist. Zudem ist der so genannte „Peak Oil“ überschritten, weshalb bei der Rohölförderung auf immer exotischere Vorkommen, wie Ölsände, Tiefsee, Arktis, Antarktis, ausgewichen werden muss, die nur mit erhöhtem finanziellen und ökologischem Aufwand zu erschließen sind. Somit steigen die Bereitstellungskosten von Rohöl kontinuierlich an. Diese waren von 32,61 \$ ROE⁻¹ im Jahre 1981 auf 11,28 \$ ROE⁻¹ im Jahre 1995 gefallen und lagen im Jahre 2007 wieder bei 27,10 \$ ROE⁻¹. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Erschließungskosten überproportional zu den Extraktionskosten gestiegen sind. Ein weiterer Nachteil von Rohöl ist dessen Abhängigkeit von Spekulationseinflüssen und der politischen Agenda der Rohöl fördernden Staaten. Hierdurch schwanken die Rohölpreise stark und teilweise auch unvorhersehbar. So liegt die Schwankungsbreite des Rohölpreises der letzten drei Jahre zwischen 35,21 \$ bbl⁻¹ und 136,02 \$ bbl⁻¹ [MWV, 2001; MWV, 2003; MWV, 2009; EIA, 2010; EIA, 2011B]. Tabelle 2.12 fasst die Vor- und Nachteile von Rohöl zusammen.

Tabelle 2.12: Vor- und Nachteile von Rohöl (Arabian Light Crude)

<i>Vorteile</i>	<i>Nachteile</i>
Erprobter und optimierter Produktionsprozess	Hohe Emissionen
Erprobte und optimierte Logistikkette	Peak Oil
Geringe Kosten	Umweltprobleme bei der Förderung
Derzeit noch große Mengen verfügbar	Rohstoff aus politisch instabilen Ländern
Diverse Anwendungsmöglichkeiten	Spekulationen
	Bereitstellungskosten steigen

Quelle: Eigene Darstellung nach MWV, 2001; MWV, 2003; MWV, 2009; EIA, 2010; EIA, 2011B.

2.4 Wertschöpfungsketten

2.4.1 Allgemeine Eigenschaften und Ausgestaltung

Die Wertschöpfungsketten beschreiben den Wertschöpfungsprozess innerhalb des definierten Bilanzraumes von der Rohstoffallokation bis zur Kraftstoffproduktion. Die Charakteristika der einzelnen Wertschöpfungsketten werden dabei durch die Rohstoffe und deren Ursprungsort bestimmt. Die in dieser Arbeit betrachteten Rohstoffe für die Kraftstoffproduktion werden von den folgenden Ursprungsorten bzw. Verschiffungshäfen bezogen:

- Empty Fruit Bunch Pellets aus Malaysia, Port Klang,
- Reisschalenmehl aus China, Shanghai,
- Holzpellets aus Kanada, Halifax und Vancouver,
- Holzhackschnitzel aus dem Baltikum, Klaipeda,
- Rohöl aus Saudi-Arabien, Ra's Tanura.

Die Modellierung der Wertschöpfungsketten wird so vorgenommen, dass diese mit der Produktion von 500 Gg Dieselkraftstoff äquivalent sind. Bei einem Diesel-Heizwert von $43,10 \text{ GJ Mg}^{-1}$ haben 500 Gg Dieselkraftstoff einen Energiegehalt von 21,55 PJ [MWV, 2003; FNR, 2007; FNR, 2009; MWV, 2009]. Um diese Energiemenge bereitzustellen, sind bei einem Heizwert von $43,93 \text{ GJ Mg}^{-1}$ 490.553 Mg BtL-Kraftstoff notwendig [DENA, 2006; REINHARDT ET AL., 2006; FNR, 2007; DRESCHER, 2008; PLASS, 2008; POTETZ, 2008; SCHÜTTE, 2008; FNR, 2009]. Dem etwas höheren Heizwert des BtL-Kraftstoffes steht eine niedrigere Dichte von $0,78 \text{ kg dm}^{-3}$ im Vergleich zu $0,82 \text{ kg dm}^{-3}$ bei fossilem Dieselkraftstoff gegenüber [DENA, 2006; REINHARDT ET AL., 2006; FNR, 2007; FNR, 2009]. Somit liegt der volumenbezogene Heizwert von BtL mit $34,27 \text{ MJ dm}^{-3}$ unter dem von fossilem Dieselkraftstoff mit $35,47 \text{ MJ dm}^{-3}$ [HERMANN ET AL., 2005; KEPPELER ET AL., 2005; SCHAUB ET AL., 2005; DÖHMEL, 2006; STUTZENBERGER, 2006; FNR, 2007; FNR, 2009]. Dementsprechend ist das Kraftstoffäquivalent von BtL kleiner als 1, es beträgt 0,97. Das bedeutet, dass 1 dm^3 BtL-Kraftstoff den Heizwert von $0,97 \text{ dm}^3$ Dieselkraftstoff besitzt [HERMANN ET AL., 2005; KEPPELER ET AL., 2005; SCHAUB ET AL., 2005; DÖHMEL, 2006; STUTZENBERGER, 2006; FNR, 2007; DRESCHER, 2008; PLASS, 2008; POTETZ, 2008; SCHÜTTE, 2008; FNR, 2009]. Tabelle 2.13 stellt die für diese Arbeit grundlegenden Eigenschaften von BtL-Kraftstoff und fossilem Dieselkraftstoff einander gegenüber.

Tabelle 2.13: Kraftstoffeigenschaften Biomass-to-Liquid-Kraftstoff und fossiler Dieseldieselkraftstoff

<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Fossiler Dieseldieselkraftstoff</i>	<i>Biomass-to-Liquid-Kraftstoff</i>
Menge	[Mg Jahr ⁻¹]	500.000	490.553
	[dm ³ Jahr ⁻¹]	607.533.414	628.914.298
Heizwert	[GJ Mg ⁻¹]	43,10	43,93
	[MJ dm ⁻³]	35,47	34,27
Energiemenge	[PJ]	21,55	21,55
Dichte	[kg dm ⁻³]	0,82	0,78
Kraftstoffäquivalent	[dm ⁻³]	1,00	0,97 _Q

Quelle: Eigene Darstellung nach MWV, 2003; HERMANN ET AL., 2005; KEPPELER ET AL., 2005; SCHAUB ET AL., 2005; DÖHMEL, 2006; STUTZENBERGER, 2006; FNR, 2007; DRESCHER, 2008; PLASS, 2008; POTETZ, 2008; SCHÜTTE, 2008; FNR, 2009; MWV, 2009.

Die auf Grundlage der Annahmen für die biogene und fossile Kraftstoffproduktion in Frage kommenden Rohstoffe wurden in Abschnitt 2.3.2 vorgestellt. Auf Basis dieser Rohstoffe, der zugrunde gelegten Kraftstoffmenge und den in Abschnitt 2.2 getroffenen Annahmen werden im Folgenden acht Wertschöpfungsketten, davon sieben biogene Wertschöpfungsketten und eine Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion, betrachtet. Als Herstellungsverfahren werden die zwei am weitesten entwickelten BtL-Produktionsprozesse, das Carbo-V[®]-Verfahren der Firma Choren und das bioliq[®]-Verfahren des Forschungszentrums Karlsruhe, ausgewählt. Es werden fünf BtL-Wertschöpfungsketten und eine Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion identifiziert. Zu Vergleichszwecken werden zwei weitere BtL-Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion im Ursprungsland des Rohstoffes hinzugezogen.

Tabelle 2.14 gibt einen Überblick über die betrachteten Wertschöpfungsketten. Im weiteren Verlauf der Arbeit werden die Wertschöpfungsketten durch die hier vorgenommene Nummerierung identifiziert. Zudem gibt die Tabelle für jede Wertschöpfungskette den Abschnitt an, in dem diese näher beschrieben wird.

Tabelle 2.14: Übersicht Wertschöpfungsketten (WSK)

<i>Nr.</i>	<i>Rohstoff</i>	<i>Ursprungsland</i>	<i>Produktionsprozess</i>	<i>Produktionsstandort</i>	<i>Abschnitt</i>
WSK1	Empty Fruit Bunch Pellets	Malaysia	Biomass-to-Liquid/Choren	Brake/Deutschland	2.4.2.1
WSK2	Empty Fruit Bunch Pellets	Malaysia	Biomass-to-Liquid/Choren	Port Klang/Malaysia	2.4.2.2
WSK3	Empty Fruit Bunch Pellets	Malaysia	Biomass-to-Liquid/FZK	Brake/Deutschland	2.4.2.3
WSK4	Empty Fruit Bunch Pellets	Malaysia	Biomass-to-Liquid/FZK	Port Klang/Malaysia	2.4.2.4
WSK5	Reisschalenehl	China	Biomass-to-Liquid/Choren	Brake/Deutschland	2.4.3
WSK6	Holzpellets	Kanada	Biomass-to-Liquid/Choren	Brake/Deutschland	2.4.4
WSK7	Holzhack-schnitzel	Litauen	Biomass-to-Liquid/Choren	Brake/Deutschland	2.4.5
WSK8	Rohöl	Saudi-Arabien	Ölraffinerie	Wilhelmshaven/Deutschland	2.4.6

Quelle: Eigene Darstellung.

Alle BtL-Wertschöpfungsketten bestehen aus fünf Wertschöpfungsschritten: Einsammeln des Rohstoffes, Landtransport, Zwischenverarbeitung, Seetransport und Kraftstoffproduktion. Die Zwischenverarbeitung kann dabei direkt auf das Einsammeln des Rohstoffes, am Seehafen oder an einem anderen Ort mit Zu- und Abtransport erfolgen. Bei der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion entfällt die Zwischenverarbeitung.

In den folgenden Abschnitten werden die Wertschöpfungsketten näher beschrieben. Zudem werden für jeden Teilschritt einer Wertschöpfungskette die fixen und variablen Kosten, die THG-Emissionen und der Energieaufwand mit Hilfe von GEMIS ermittelt und tabellarisch dargestellt. Die THG-Emissionen werden als CO₂-Äquivalent (CO_{2äq}) angegeben. Der Energiebedarf wird als Kumulierter Energieaufwand (KEA) ausgewiesen. Zudem werden die Fixkosten, die variablen Kosten, die THG-Emissionen und die Energieaufwände für jede Wertschöpfungskette unter Berücksichtigung von Gutschriften für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) summiert, um Wiederholungen der Tabellen im Ergebnisteil dieser Arbeit zu vermeiden. Die Summen werden zur besseren Vergleichbarkeit pro Mg, dm³ und GJ umgerechnet.

2.4.2 Empty Fruit Bunch Pellets aus Malaysia

2.4.2.1 Kraftstoffproduktion nach Choren-Verfahren in Deutschland

Der BtL-Produktionsprozess von Choren, das so genannte Carbo-V[®]-Verfahren, benötigt auf Basis EFB 45,62 PJ an Energieeintrag aus Biomasse, um die geforderten 21,55 PJ BtL-Kraftstoff herzustellen [REINHARDT ET AL., 2006]. Wie in Abschnitt 2.3.2.1. beschrieben, haben EFB-Pellets einen Heizwert H_u von 15,79 GJ Mg⁻¹ und einen FOB-Preis von 77,69 € Mg⁻¹. Somit liegt der Biomassebedarf für diese Wertschöpfungskette bei 2.860 Gg EFB-Pellets. EFB haben vor ihrer Verarbeitung zu Pellets nur einen Heizwert von 7,44 GJ Mg⁻¹ und einen Preis ab Werk von 19,86 € Mg⁻¹. Dementsprechend werden 6.131 Gg EFB als Rohstoff benötigt.

EFB sind ein Kuppelprodukt der Palmölproduktion. Der erste Schritt der Wertschöpfungskette ist das Einsammeln der EFB nach dem Auspressen der Fresh Fruit Bunches in den malaysischen Palmölraffinerien. Das Einsammeln der EFB erfolgt mit Menschenkraft. Die EFB werden von der Palmölraffinerie auf einen Lagerplatz verbracht. Die Lagerdauer variiert je nach Menge der gesammelten EFB. Bei freien Verarbeitungskapazitäten werden die EFB per LKW zur Pelletieranlage gefahren. Die Entfernung zwischen Lagerplatz der EFB und der Pelletieranlage beträgt durchschnittlich 200 km und der Transport kostet durchschnittlich 2,63 € Mg⁻¹. Die Pelletierung kann am Produktionsstandort der Palmölraffinerie, am Hafenstandort oder an einem dritten Standort erfolgen. Die EFB werden durch Mahlen, Trocknen und schließlich durch Pelletieren des getrockneten Mehls zu Pellets verarbeitet. Die fertigen Pellets werden bis zur Schiffsabfahrt nach Deutschland gelagert. Bei einer Kapazität des Massengutfrachters von 75 Gg werden pro Jahr 39 Abfahrten benötigt, um den Rohstoff nach Deutschland zu transportieren. Ausgehend von einer stetigen Abfahrt der Frachter beträgt die maximale Lagerzeit zwischen zwei Abfahrten zehn Tage. Die Entfernung zwischen Port Klang und Brake beträgt 16.500 km oder 8.900 sm. Bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 17 kn dauert die Verschiffung etwa drei Wochen und kostet 33,39 € Mg⁻¹. In Brake werden die EFB-Pellets per hydraulischem Saugheber gelöscht und bis zur Verarbeitung gelagert. Zur BtL-Produktion werden die Pellets dem Vergasungsprozess kontinuierlich per Förderband aus dem Lager zugeführt. Der Tagesverbrauch der BtL-Produktion beträgt bei einer Standzeit von 90 % 8,71 Gg EFB-Pellets.

Das Carbo-V[®]-Verfahren kombiniert einen dreistufigen Vergasungsprozess in einem Flugstromvergaser mit der Fischer-Tropsch-Synthese. Der Vergasungsprozess beginnt in einem Niedertemperaturvergaser mit der Zerlegung der Biomasse in Biokoks und Schwelgas durch Pyrolyse. Dann wird das Schwelgas bei 1.400 °C in der Brennkammer eines Hochtemperaturvergasers oxidiert. Schließlich wird der Biokoks am Brennkammeraustritt im unteren Teil des Hochtemperaturvergasers im Flugstrom vergast. Im

Anschluss an die Vergasung wird das Rohgas abgekühlt, entstaubt und gewaschen, um von der Fischer-Tropsch-Synthese verarbeitet werden zu können. Dadurch entsteht ein teerfreies Gas, das aus sämtlichen kohlenstoffhaltigen Rohstoffen erzeugt werden kann. Hierbei werden 1,20 m³ Wasserstoff pro eingesetztes Kilogramm Biomasse erzeugt. Bei der folgenden Waschung des Gases werden Schwefel- und Chlorverunreinigungen abgetrennt. Anschließend erfolgt die Gaskonditionierung, in der durch Zufügen von Wasserstoff und Auswaschen von Kohlendioxid der gewünschte Wasserstoffshift erreicht wird. Als letzter Schritt vor der Synthetisierung wird das Gas einer Feinstreinigung unterzogen. Die Kraftstoffherzeugung erfolgt mit der vom Kooperationspartner Shell bereitgestellten Shell Middle Destillate Synthesis. Dazu wird das Synthesegas verdichtet. Über eine Fischer-Tropsch-Synthese mit anschließender Aufbereitung werden Diesel und Wachse erzeugt. Der für den Anlagenbetrieb benötigte Strom kann durch Verstromung des Prozessdampfes bereitgestellt werden. Dieser entsteht vor allem bei der Rohgaskühlung und der Verbrennung der Restgase. Zur Stromerzeugung ist beispielsweise der Einsatz von Dampfturbinen möglich. Damit ist die BtL-Kraftstoffproduktion mit diesem Verfahren energetisch autark. Zudem entstehen 0,23 GJ überschüssiger Strom pro GJ produzierten BtL-Kraftstoff. Dieser Strom wird gegen Guthrift in das Stromnetz eingespeist [BLADES, 2006; DENA, 2006; DRESCHER, 2008; SUKIRAN ET AL., 2009]. Die Merkmale der Wertschöpfungskette 1 werden in Tabelle 2.15 zusammengefasst.

Tabelle 2.15: Merkmale der Wertschöpfungskette 1

<i>Merkm</i>	<i>Einheit</i>	<i>Wert</i>
Produktionsmenge Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[Gg Jahr ⁻¹]	490,55
Heizwert Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[GJ Mg ⁻¹]	43,93
Produzierte Energiemenge	[PJ Jahr ⁻¹]	21,55
Benötigter Energieeintrag Empty Fruit Bunch Pellets	[PJ Jahr ⁻¹]	45,15
Heizwert Empty Fruit Bunch Pellets	[GJ Mg ⁻¹]	15,79
Benötigte Menge Empty Fruit Bunch Pellets	[Gg Jahr ⁻¹]	2.860
Kosten Empty Fruit Bunch Pellets	[€ Mg ⁻¹]	77,69
Standzeit Biomass-to-Liquid-Produktionsanlage	[%]	90
Benötigte Tagesmenge	[Gg Tag ⁻¹]	8,71
Benötigter Energieeintrag Empty Fruit Bunches	[PJ Jahr ⁻¹]	45,62
Heizwert Empty Fruit Bunches	[GJ Mg ⁻¹]	7,44
Benötigte Menge Empty Fruit Bunches	[Gg Jahr ⁻¹]	6.131
Kosten Empty Fruit Bunches	[€ Mg ⁻¹]	19,86
Durchschnittliche Transportentfernung Palmölplantage – Pelletieranlage	[km]	200
Kosten Landtransport	[€ Mg ⁻¹]	2,63
Durchschnittliche Lagerzeit der Empty Fruit Bunch Pellets in Port Klang	[Tage]	5
Entfernung Seetransport Port Klang - Brake	[km]	16.500
	[sm]	8.900
Dauer Seetransport Port Klang – Brake	[Tage]	22
Kosten Seetransport	[€ Mg ⁻¹]	33,39
Schiffsabfahrten	[# Jahr ⁻¹]	39

Quelle: Eigene Darstellung nach REINHARDT ET AL. (2006).

In Tabelle 2.16 werden die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 1 dargestellt.

Tabelle 2.16: Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, CO_{2äq}) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 1

<i>Bezeichnung</i>	<i>Fixkosten</i> [Mio. €]	<i>Variable Kosten</i> [Mio. €]	<i>Gesamtkosten</i> [Mio. €]	<i>Treibhausgasemissionen</i> [Gg CO _{2äq}]	<i>Energieaufwand</i> [PJ]
Einsammeln der Empty Fruit Bunches	2,89	118,91	121,80	0*	0*
Transport zur Pelletieranlage	0	16,14	16,14	390,46	5,14
Pelletierung	84,24	0,00	84,24	337,09	49,68
Überseetransport	0	95,47	95,47	658,16	8,65
Biomass-to-Liquid-Produktion	81,44	183,15	264,59	958,60	12,32
Gutschrift für Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom	0	-108,47	-108,47	-915,40	-12,25
Summe	168,57	305,20	473,78	1.428,93	63,54
<i>pro Einheit Empty Fruit Bunch Pellets frei</i>					
<i>Produktionsanlage</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	30,47	80,61	111,08	484,58	22,20
Summe GJ ⁻¹	1,93	5,11	7,03	30,69	1,41
<i>pro Einheit Biomass-to-Liquid-Kraftstoff</i>					
	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	343,64	622,16	965,80	2.912,89	129,54
Summe dm ⁻³	0,27	0,49	0,75	2,27	0,10
Summe GJ ⁻¹	7,82	14,16	21,98	66,31	2,95

* Empty Fruit Bunches sind ein Kuppelprodukt der Palmölproduktion. Deshalb werden ihnen weder Emissionen noch Energieaufwände zugerechnet.

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 1 belaufen sich auf 473,78 Mio. €. Dies entspricht Produktionskosten von 0,75 € dm⁻³. Den größten Anteil (33 %) an den Gesamtkosten hat die BtL-Produktion mit netto 156,12 Mio. €. Darin sind die Vergütungen von 108,47 Mio. € für den mit KWK produzierten Strom enthalten. Der nächst größere Kostenblock sind die Rohstoffkosten mit 121,80 Mio. € (26 %), gefolgt von dem Überseetransport mit 95,47 Mio. € (20 %), der Pelletierung mit 84,24 Mio. € (18 %) und schließlich dem Landtransport mit 16,14 Mio. € (3 %). Der Rohstoffallokation werden keine THG-Emissionen und Energieaufwände zugerechnet, da nach den gesetzlichen Bestimmungen bei Reststoffen sämtliche Emissionen und Energieaufwände

de dem Hauptprodukt zugerechnet werden, in diesem Fall dem Palmöl. Dies gilt analog für die folgenden Wertschöpfungsketten der BtL-Kraftstoffproduktion.

Die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette 1 betragen 1.428,93 Gg CO_{2äq} oder 2,27 kg CO_{2äq} dm⁻³. Im Gegensatz zu den Kosten ist bei den THG-Emissionen der Überseetransport mit 658,16 Gg CO_{2äq} (46 %) der größte Emittent. An zweiter Stelle folgt der Landtransport mit 390,46 Gg CO_{2äq} (27 %), danach die Pelletierung mit 337,09 Gg CO_{2äq} (24 %) und zuletzt die BtL-Produktion mit netto 43,2 Gg CO_{2äq} (3 %). Bei der BtL-Produktion ist zu berücksichtigen, dass ihr Gutschriften von 915,40 Gg CO_{2äq} für eingespeisten KWK-Strom gutgeschrieben werden.

Der Energieaufwand der Wertschöpfungskette 1 beträgt 63,54 PJ. Auf dm³ bezogen sind dies 0,10 GJ. Größter Energieverbraucher ist die Pelletierung mit 49,68 PJ (78 %), gefolgt von dem Überseetransport mit 8,65 PJ (14 %), dem Landtransport mit 5,14 PJ (8 %) und der BtL-Produktion mit netto 0,07 PJ (< 1 %), worin der eingespeiste KWK-Strom in Höhe von 12,25 PJ enthalten ist.

2.4.2.2 Kraftstoffproduktion nach Choren-Verfahren in Malaysia

Die Wertschöpfungskette 2 entspricht der Wertschöpfungskette 1 mit dem Unterschied, dass die BtL-Produktion in Malaysia stattfindet und der fertige BtL-Kraftstoff nach Deutschland exportiert wird. Dementsprechend kann die Wertschöpfungskette 2 wie folgt beschrieben werden:

Die EFB werden an ihrem Ursprungsort, der Palmölraffinerie, eingesammelt. Die eingesammelten EFB werden gelagert, bis sie zur Weiterverarbeitung verladen werden. Zur Verarbeitung zu Pellets werden die EFB durchschnittlich 200 km per LKW zur Pelletieranlage im Hafen von Port Klang transportiert. Dort werden die EFB gemahlen, getrocknet und pelletiert. Anschließend werden die EFB-Pellets vor Ort gelagert und nach Bedarf der ebenfalls vor Ort befindlichen BtL-Produktionsanlage zugeführt. Die Größe der BtL-Anlage entspricht der Größe der BtL-Anlage für die Wertschöpfungskette 1. Wegen des niedrigeren Preisniveaus und der geringeren Lohnkosten in Malaysia werden jedoch 20 % niedrigere Investitionskosten und laufende Kosten des BtL-Produktionsprozesses angenommen [UBS AG, 2010; DESTATIS, 2011A; DESTATIS, 2011B; DESTATIS, 2011C]. Der fertige BtL-Kraftstoff wird per Tanker nach Brake verschifft. Das Tankschiff hat eine Kapazität von 75 Gg. Somit werden pro Jahr sieben Transporte nach Deutschland durchgeführt und der fertige BtL-Kraftstoff muss in Port Klang für maximal 52 Tage gelagert werden. Trotz BtL-Produktion in Malaysia werden dem Kraftstoff laut Biokraft-NachV und RED die Gutschriften für den produzierten

KWK-Strom zugerechnet, solange der Biokraftstoff in Deutschland in Verkehr gebracht wird [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Tabelle 2.17 fasst die Merkmale der Wertschöpfungskette 2 zusammen.

Tabelle 2.17: Merkmale der Wertschöpfungskette 2

<i>Merkm</i>	<i>Einheit</i>	<i>Wert</i>
Produktionsmenge Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[Gg Jahr ⁻¹]	490,55
Heizwert Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[GJ Mg ⁻¹]	43,93
Produzierte Energiemenge	[PJ Jahr ⁻¹]	21,55
Benötigter Energieeintrag Empty Fruit Bunch Pellets	[PJ Jahr ⁻¹]	45,15
Heizwert Empty Fruit Bunch Pellets	[GJ Mg ⁻¹]	15,79
Benötigte Menge Empty Fruit Bunch Pellets	[Gg Jahr ⁻¹]	2.860
Kosten Empty Fruit Bunch Pellets	[€ Mg ⁻¹]	77,69
Standzeit Biomass-to-Liquid-Produktionsanlage	[%]	90
Benötigte Tagesmenge	[Gg Tag ⁻¹]	8,71
Benötigter Energieeintrag Empty Fruit Bunches	[PJ Jahr ⁻¹]	45,62
Heizwert Empty Fruit Bunches	[GJ Mg ⁻¹]	7,44
Benötigte Menge Empty Fruit Bunches	[Gg Jahr ⁻¹]	6.131
Kosten Empty Fruit Bunches	[€ Mg ⁻¹]	19,86
Durchschnittliche Transportentfernung Palmölplantage – Pelletieranlage	[km]	200
Kosten Landtransport	[€ Mg ⁻¹]	2,63
Durchschnittliche Lagerzeit des Biomass-to-Liquid-Kraftstoffes in Port Klang	[Tage]	26
Entfernung Seetransport Port Klang - Brake	[km]	16.500
	[sm]	8.900
Dauer Seetransport Port Klang – Brake	[Tage]	22
Kosten Seetransport	[€ Mg ⁻¹]	40,50
Schiffsabfahrten	[# Jahr ⁻¹]	7

Quelle: Eigene Darstellung nach REINHARDT ET AL., 2006.

Tabelle 2.18 gibt einen Überblick über die Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 2.

Tabelle 2.18: Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, CO_{2äq}) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 2

<i>Bezeichnung</i>	<i>Fix-</i>	<i>Variable</i>	<i>Gesamt-</i>	<i>Treibhausgas-</i>	<i>Energie-</i>
	<i>kosten</i>	<i>Kosten</i>	<i>kosten</i>	<i>emissionen</i>	<i>aufwand</i>
	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Gg CO _{2äq}]	[PJ]
Einsammeln der Empty Fruit Bunches	2,89	118,91	121,80	0*	0*
Transport zur Pelletieranlage	0	16,14	16,14	390,46	5,14
Pelletierung	84,24	0	84,24	337,09	49,68
Biomass-to-Liquid-Produktion	71,67	172,25	243,92	1.140,85	14,72
Gutschrift für Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom	0	-108,47	-108,47	-915,40	-12,25
Überseetransport	0,00	19,87	19,87	149,75	1,91
Summe	158,80	218,70	377,50	1.102,76	59,20
<i>pro Einheit Empty Fruit Bunch Pellets frei</i>					
<i>Produktionsanlage</i>	[€]	[€]	[€]	[kg CO _{2äq}]	[GJ]
Summe Mg ⁻¹	30,47	47,23	77,69	254,42	19,17
Summe GJ ⁻¹	1,93	2,99	4,92	16,11	1,21
<i>pro Einheit Biomass-to-Liquid-Kraftstoff</i>					
	[€]	[€]	[€]	[kg CO _{2äq}]	[GJ]
Summe Mg ⁻¹	323,72	445,83	769,55	2.247,99	120,68
Summe dm ⁻³	0,25	0,35	0,60	1,75	0,09
Summe GJ ⁻¹	7,37	10,15	17,52	51,17	2,75

* Empty Fruit Bunches sind ein Kuppelprodukt der Palmölproduktion. Deshalb werden ihnen weder Emissionen noch Energieaufwände zugerechnet.

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 2 betragen 377,50 Mio. €. Dies entspricht Produktionskosten von 0,60 € dm⁻³. Der größte Kostenanteil (36 %) entfällt auf die BtL-Produktion mit netto 135,45 Mio. € inklusive KWK-Vergütungen von 108,47 Mio. €. Der nächst größere Kostenblock sind die Rohstoffkosten mit 121,80 Mio. € (32 %), gefolgt von der Pelletierung mit 84,24 Mio. € (22 %), dem Überseetransport mit 19,87 Mio. € (5 %) und schließlich dem Landtransport mit 16,14 Mio. € (4 %). Durch die geringeren Kosten der Kraftstoffproduktion im Ursprungsland und dem günstigeren Überseetransport liegen die Kosten der Wertschöpfungskette 2 um 96,28 Mio. € bzw. 20 % unter den Kosten der Wertschöpfungskette 1.

Die Wertschöpfungskette 2 emittiert Treibhausgase in Höhe von 1.102,76 Gg CO_{2äq} oder 1,75 kg CO_{2äq} dm⁻³. Größter Emittent ist der Landtransport mit 390,46 Gg CO_{2äq} (35 %). An zweiter Stelle folgt die Pelletierung mit 337,09 Gg CO_{2äq} (30 %), danach die BtL-Produktion mit netto 225,45 Gg CO_{2äq} (20 %), in denen Gutschriften von 915,40 Gg CO_{2äq} für eingespeisten KWK-Strom berücksichtigt sind, und zuletzt der Überseetransport mit 149,76 Gg CO_{2äq} (14 %). Die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette 2 sind um 326,17 Gg CO_{2äq} (23 %) niedriger als bei der Wertschöpfungskette 1.

Von der Wertschöpfungskette 2 werden 59,20 PJ Energie verbraucht. Auf dm³ bezogen sind dies 0,09 GJ. Die Pelletierung ist mit 49,68 PJ (84 %) der größte Verbraucher, gefolgt vom Landtransport mit 5,14 PJ (9 %), der BtL-Produktion mit netto 2,47 PJ (4 %), inklusive 12,25 PJ eingespeisten KWK-Strom, und dem Überseetransport mit 1,91 PJ (3 %). Der Energieaufwand der Wertschöpfungskette 2 ist somit um 4,34 PJ (7 %) geringer als der Energieaufwand der Wertschöpfungskette 1.

2.4.2.3 Kraftstoffproduktion nach FZK-Verfahren in Deutschland

In diesem und dem folgenden Abschnitt werden Wertschöpfungsketten mit BtL-Produktion nach dem bioliq[®]-Verfahren des FZK beschrieben. Dieses unterscheidet sich zum einen in technischen Details der Kraftstoffproduktion vom Carbo-V[®]-Verfahren. Zum anderen wird mit dem FZK-Verfahren eine andere Logistikkonzeption als mit dem Carbo-V[®]-Verfahren umgesetzt. Um die hohen Transportkosten von Residualbiomasse mit niedriger Dichte zu umgehen, erfolgt eine dezentrale Zwischenverarbeitung in unmittelbarer Nähe zur Palmölraffinerie. Die EFB werden durch Schnellpyrolyse in einem Doppelschnecken-Mischreaktor in Pyrolysegas, -öl und -koks zerlegt. Das Pyrolysegas wird zur Erwärmung und Trocknung der Biomasse verwendet. Der Pyrolysekoks wird gemahlen und mit dem Pyrolyseöl zu einer pumpfähigen Flüssigkeit vermischt, dem so genannten Slurry. Das Slurry hat eine Dichte von 911 kg m⁻³ und einen Heizwert von 24,69 GJ Mg⁻¹. Somit ist es sehr gut transportierbar. Die Schnellpyrolyseanlagen befinden sich an den Palmölraffinerien. Von dort wird das Slurry per LKW zum Hafen in Port Klang transportiert. Der Transport von Malaysia nach Deutschland erfolgt per Tanker. In der BtL-Produktionsanlage wird das Slurry mit Sauerstoff in einem druckaufgeladenen Flugstromvergaser bei etwa 1.200 °C und 25 bar bis 60 bar in Synthesegas umgesetzt. Das Synthesegas wird im Anschluss gereinigt, konditioniert und durch die im Reaktor herrschenden Bedingungen mit dem benötigten Prozessdruck an die Kraftstoffsynthese weitergeleitet. Die Kraftstoffsynthese erfolgt analog zum Carbo-V[®]-Verfahren. Auch die BtL-Produktion ist energetisch autark und produziert den benötigten Strom über einen KWK-Prozess. Hierbei werden 0,79 GJ Elektrizität pro produzierten GJ BtL-Kraftstoff erzeugt. Dieser Strom wird gegen

Gutschrift in das Stromnetz eingespeist. [HENRICH/DINJUS, 2005; DENA, 2006; DINJUS, 2006; REINHARDT ET AL., 2006; DINJUS, 2008; DRESCHER, 2008].

Zur Produktion von 21,55 PJ BtL-Kraftstoff werden 19,98 PJ Slurry benötigt. Dies entspricht 809 Gg Slurry. Um diese Menge zu produzieren, sind 7.570 Gg EFB erforderlich. Das Slurry wird durchschnittlich 200 km von den Schnellpyrolyseanlagen in den Palmölraffinerien zum Hafen transportiert. Dort wird das Slurry maximal 33 Tage gelagert. Mit 11 Abfahrten pro Jahr wird das Slurry per Tankschiff nach Deutschland transportiert. Bei einer Standzeit von 90 % werden pro Tag 2,46 Gg Slurry zu BtL-Kraftstoff verarbeitet. Die weiteren Merkmale der Wertschöpfungskette 3 entsprechen den in Abschnitt 2.3.2.1 beschriebenen Merkmalen der Wertschöpfungskette 1. Tabelle 2.19 fasst die Merkmale der Wertschöpfungskette 3 zusammen.

Tabelle 2.19: Merkmale der Wertschöpfungskette 3

<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Wert</i>
Produktionsmenge Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[Gg Jahr ⁻¹]	490,55
Heizwert Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[GJ Mg ⁻¹]	43,93
Produzierte Energiemenge	[PJ Jahr ⁻¹]	21,55
Benötigter Energieeintrag Slurry	[PJ Jahr ⁻¹]	19,98
Heizwert Slurry	[GJ Mg ⁻¹]	24,69
Benötigte Menge Slurry	[Gg Jahr ⁻¹]	809
Kosten Slurry	[€ Mg ⁻¹]	365,03
Standzeit Biomass-to-Liquid-Produktionsanlage	[%]	90
Benötigte Tagesmenge	[Gg Tag ⁻¹]	2,46
Benötigter Energieeintrag Empty Fruit Bunches	[PJ Jahr ⁻¹]	56,32
Heizwert Empty Fruit Bunches	[GJ Mg ⁻¹]	7,44
Benötigte Menge Empty Fruit Bunches	[Gg Jahr ⁻¹]	7.570
Kosten Empty Fruit Bunches	[€ Mg ⁻¹]	19,86
Durchschnittliche Transportentfernung Palmölplantage/ Slurryproduktion – Hafen	[km]	200
Kosten Landtransport	[€ Mg ⁻¹]	0,28
Durchschnittliche Lagerzeit des Slurry in Port Klang	[Tage]	17
Entfernung Seetransport Port Klang - Brake	[km]	16.500
	[sm]	8.900
Dauer Seetransport Port Klang – Brake	[Tage]	22
Kosten Seetransport	[€ Mg ⁻¹]	40,50
Schiffsabfahrten	[# Jahr ⁻¹]	11

Quelle: Eigene Darstellung nach HENRICH/DINJUS, 2005; DENA, 2006; DINJUS, 2006; REINHARDT ET AL., 2006; DINJUS, 2008; DRESCHER, 2008.

In Tabelle 2.20 werden die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 3 gezeigt.

Tabelle 2.20: Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, CO_{2äq}) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 3

<i>Bezeichnung</i>	<i>Fix-</i>	<i>Variable</i>	<i>Gesamt-</i>	<i>Treibhausgas-</i>	<i>Energie-</i>
	<i>kosten</i>	<i>Kosten</i>	<i>kosten</i>	<i>emissionen</i>	<i>aufwand</i>
	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]	[Gg CO _{2äq}]	[PJ]
Einsammeln der Empty Fruit Bunches	3,57	146,80	150,37	0*	0*
Schnellpyrolyse	141,87	3,20	145,07	72,32	56,85
Slurrytransport zum Hafen	0	2,13	2,13	51,54	0,68
Überseetransport	0	32,78	32,78	247,07	3,14
Biomass-to-Liquid-Produktion	127,23	582,89	710,12	3.798,65	50,95
Gutschrift für Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom	0	-464,87	-464,87	-3.923,21	-52,50
Summe	272,67	302,93	575,60	246,37	59,13
<i>pro Einheit Slurry frei</i>					
<i>Produktionsanlage</i>	[€]	[€]	[€]	[kg CO _{2äq}]	[GJ]
Summe Mg ⁻¹	179,71	228,46	408,17	458,30	74,97
Summe GJ ⁻¹	7,28	9,25	16,53	18,56	3,04
<i>pro Einheit Biomass-to-Liquid-Kraftstoff</i>					
	[€]	[€]	[€]	[kg CO _{2äq}]	[GJ]
Summe Mg ⁻¹	555,85	617,53	1.173,38	502,22	120,53
Summe dm ⁻³	0,43	0,48	0,92	0,39	0,09
Summe GJ ⁻¹	12,65	14,06	26,71	11,43	2,74

* Empty Fruit Bunches sind ein Kuppelprodukt der Palmölproduktion. Deshalb werden ihnen weder Emissionen noch Energieaufwände zugerechnet.

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Die Wertschöpfungskette 3 hat Gesamtkosten von 575,60 Mio. € bzw. 0,92 € dm⁻³. Die BtL-Produktion hat den größten Anteil an den Gesamtkosten mit netto 245,25 Mio. € (43 %) inklusive KWK-Vergütungen in Höhe von 464,87 Mio. €. Die Rohstoffkosten sind der nächst größere Kostenblock mit 150,37 Mio. € (26 %), gefolgt von der Schnellpyrolyse mit 145,07 Mio. € (25 %), dem Überseetransport mit 32,78 Mio. € (6 %) und schließlich dem Landtransport mit 2,13 Mio. € (< 1 %). Im Vergleich zur Wertschöpfungskette 1 können die niedrigeren Transportkosten nicht die höheren Kosten für Zwischenverarbeitung und Endproduktion kompensieren, so dass die Wertschöpfungskette 3 um 101,82 Mio. € (21 %) höhere Gesamtkosten verursacht als die Wertschöpfungskette 1.

Die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette 3 belaufen sich auf 246,37 Gg CO_{2äq} oder 0,39 kg CO_{2äq} dm⁻³. Hierbei ist zu beachten, dass den Brutto-Emissionen der BtL-Produktion von 3.798,65 Gg CO_{2äq} Einsparungen für eingespeisten KWK-Strom von 3.923,1 Gg CO_{2äq} gegenüberstehen. Somit werden die THG-Emissionen der BtL-Produktion um 124,56 Gg CO_{2äq} überkompensiert und die Gutschriften mindern zusätzlich die THG-Emissionen der anderen Wertschöpfungsstufen. Die meisten THG-Emissionen emittiert der Überseetransport mit 247,07 Gg CO_{2äq}. An zweiter Stelle folgt die Schnellpyrolyse mit 72,32 Gg CO_{2äq} und zuletzt der Landtransport mit 51,54 Gg CO_{2äq}. Aufgrund des höheren Anteils produzierten KWK-Stromes beim bioliq[®]-Prozess in Höhe von 0,7 GJ pro produzierten GJ BtL-Kraftstoff gegenüber 0,2 GJ beim Carbo-V[®]-Verfahren und den damit einhergehenden Gutschriften sind die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette 3 um 1.182,56 Gg CO_{2äq} (83 %) niedriger als bei der Wertschöpfungskette 1.

Die Wertschöpfungskette 3 verbraucht 59,13 PJ Energie bzw. 0,09 GJ dm⁻³. Hierbei ist die Schnellpyrolyse mit 56,85 PJ der größte Verbraucher, gefolgt vom Überseetransport mit 3,14 PJ und dem Landtransport mit 0,68 PJ. Wie bei den THG-Emissionen überkompensiert die Gutschrift für eingespeisten KWK-Strom in Höhe von 52,50 PJ den Energieverbrauch der BtL-Produktion von 50,95 PJ um 1,55 PJ. Die Wertschöpfungskette 3 hat somit einen um 4,41 PJ (7 %) niedrigeren Energieverbrauch als die Wertschöpfungskette 1.

2.4.2.4 Kraftstoffproduktion nach FZK-Verfahren in Malaysia

Die Wertschöpfungskette 4 entspricht der Wertschöpfungskette 3 mit dem Unterschied, dass die BtL-Produktion in Malaysia stattfindet. Der fertige BtL-Kraftstoff wird nach Deutschland exportiert. Die Wertschöpfungskette 4 lässt sich wie folgt beschreiben:

Die EFB werden an der Palmölraffinerie eingesammelt und mit Menschenkraft an den nahe gelegenen Lagerplatz verbracht. Von dort aus werden die EFB der sich ebenfalls vor Ort befindlichen Schnellpyrolyse zugeführt. Das in der Schnellpyrolyse erzeugte Slurry wird vor Ort gelagert und anschließend per Tanklastler zum Hafen in Port Klang transportiert. Dort befindet sich die BtL-Produktionsanlage, in der das Slurry mit dem bioliq[®]-Verfahren zu BtL-Kraftstoff verarbeitet wird. Der fertige Kraftstoff lagert maximal 52 Tage im Hafen, bevor er per Tankschiff nach Brake verschifft wird. Trotz BtL-Produktion in Malaysia werden dem Kraftstoff laut Biokraft-NachV und RED die Gutschriften für den produzierten KWK-Strom zugerechnet, solange der Biokraftstoff in Deutschland in Verkehr gebracht wird [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Die Merkmale der Wertschöpfungskette 4 werden in Tabelle 2.21 zusammengefasst.

Tabelle 2.21: Merkmale der Wertschöpfungskette 4

<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Wert</i>
Produktionsmenge Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[Gg Jahr ⁻¹]	490,55
Heizwert Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[GJ Mg ⁻¹]	43,93
Produzierte Energiemenge	[PJ Jahr ⁻¹]	21,55
Benötigter Energieeintrag Slurry	[PJ Jahr ⁻¹]	19,98
Heizwert Slurry	[GJ Mg ⁻¹]	24,69
Benötigte Menge Slurry	[Gg Jahr ⁻¹]	809
Kosten Slurry	[€ Mg ⁻¹]	365,03
Standzeit Biomass-to-Liquid-Produktionsanlage	[%]	90
Benötigte Tagesmenge	[Gg Tag ⁻¹]	2,46
Benötigter Energieeintrag Empty Fruit Bunches	[PJ Jahr ⁻¹]	56,32
Heizwert Empty Fruit Bunches	[GJ Mg ⁻¹]	7,44
Benötigte Menge Empty Fruit Bunches	[Gg Jahr ⁻¹]	7.570
Kosten Empty Fruit Bunches	[€ Mg ⁻¹]	20
Durchschnittliche Transportentfernung Palmölplantage/ Slurryproduktion – Hafen	[km]	200
Kosten Landtransport	[€ Mg ⁻¹]	0,28
Durchschnittliche Lagerzeit des Slurry in Port Klang	[Tage]	26
Entfernung Seetransport Port Klang - Brake	[km]	16.500
	[sm]	8.900
Dauer Seetransport Port Klang – Brake	[Tage]	22
Kosten Seetransport	[€ Mg ⁻¹]	40,50
Schiffsabfahrten	[# Jahr ⁻¹]	7

Quelle: Eigene Darstellung nach HENRICH/DINJUS, 2005; DENA, 2006; DINJUS, 2006; REINHARDT ET AL., 2006; DINJUS, 2008; DRESCHER, 2008.

Tabelle 2.22 fasst die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 4 zusammen.

Tabelle 2.22: Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, CO_{2äq}) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 4

<i>Bezeichnung</i>	<i>Fixkosten</i> [Mio. €]	<i>Variable Kosten</i> [Mio. €]	<i>Gesamtkosten</i> [Mio. €]	<i>Treibhausgasemissionen</i> [Gg CO _{2äq}]	<i>Energieaufwand</i> [PJ]
Einsammeln der Empty Fruit Bunches	3,57	146,80	150,37	0*	0*
Schnellpyrolyse	141,87	3,20	145,07	72,32	56,85
Slurrytransport zum Hafen	0	2,13	2,13	51,54	0,68
Biomass-to-Liquid-Produktion	111,96	564,32	676,29	3.911,70	52,33
Gutschrift für Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom	0	-464,87	-464,87	-3.923,21	-52,50
Überseetransport	0	19,87	19,87	149,75	1,91
Summe	257,41	271,45	528,86	262,10	59,27
<i>pro Einheit Slurry frei</i>					
<i>Produktionsanlage</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	179,71	187,96	367,66	153,04	71,09
Summe GJ ⁻¹	7,28	7,61	14,89	6,20	2,88
<i>pro Einheit Biomass-to-Liquid-Kraftstoff</i>					
	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	524,73	553,35	1.078,08	534,29	120,82
Summe dm ⁻³	0,41	0,43	0,84	0,42	0,09
Summe GJ ⁻¹	11,94	12,60	24,54	12,16	2,75

* Empty Fruit Bunches sind ein Kuppelprodukt der Palmölproduktion. Deshalb werden ihnen weder Emissionen noch Energieaufwände zugerechnet.

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Bei der Wertschöpfungskette 4 fallen 528,86 Mio. € Gesamtkosten an, was 0,84 € dm⁻³ entspricht. Den größten Kostenblock der Wertschöpfungskette stellt die BtL-Produktion mit netto 211,42 Mio. € (40 %) inklusive KWK-Vergütungen in Höhe von 464,87 Mio. €. An zweiter Stelle folgen die Rohstoffkosten mit 150,37 Mio. € (28 %), knapp vor der Schnellpyrolyse mit 145,07 Mio. € (27 %), der Überseetransport mit 19,87 Mio. € (4 %) und schließlich der Landtransport mit 2,13 Mio. € (< 1 %). Durch die Produktion im Ursprungsland belaufen sich die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 4 auf 92 % der Wertschöpfungskette 3.

Die Wertschöpfungskette 4 emittiert THG-Emissionen in Höhe von 262,10 Gg CO_{2äq}, was 0,42 kg CO_{2äq} dm⁻³ entspricht. Den Brutto-Emissionen der BtL-Produktion in Höhe von 3.911,70 Gg CO_{2äq} stehen Einsparungen für eingespeisten KWK-Strom von

3.923,1 Gg CO_{2äq} gegenüber. Dadurch findet eine Überkompensation der THG-Emissionen der BtL-Produktion von 11,51 Gg CO_{2äq} statt, so dass gleichzeitig auch die Emissionen der anderen Wertschöpfungsschritte gemindert werden. Der größte Emittent ist der Überseetransport mit 149,75 Gg CO_{2äq}, gefolgt von der Schnellpyrolyse mit 72,32 Gg CO_{2äq} und schließlich dem Landtransport mit 51,54 Gg CO_{2äq}. Durch die Produktionsverlagerung in das Ursprungsland des Rohstoffes können keine Einsparungen von THG-Emissionen erzielt werden. Stattdessen sind die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette 4 geringfügig um 15,73 Gg CO_{2äq} (6 %) höher als die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette 3.

Die Wertschöpfungskette 4 benötigt Energie in Höhe von 59,27 PJ, was 0,09 GJ dm⁻³ entspricht. Die Schnellpyrolyse ist mit 56,85 PJ der größte Verbraucher, an zweiter Stelle steht der Überseetransport mit 1,91 PJ, gefolgt vom Landtransport mit 0,68 PJ. Der Energieverbrauch der BtL-Produktion von 52,33 PJ wird durch die Gutschrift für KWK-Strom in Höhe von 52,50 PJ um 0,17 PJ überkompensiert. Wie die THG-Emissionen kann auch der Energieaufwand durch eine Produktionsverlagerung nach Malaysia nicht reduziert werden. Dieser liegt bei der Wertschöpfungskette 4 um 0,14 PJ minimal über dem der Wertschöpfungskette 3.

2.4.3 Reisschalenmehl aus China

Die Wertschöpfungskette 5 beruht auf Reisschalenmehl (GRH) aus China als Rohstoffbasis. Um die benötigten 21,55 PJ BtL-Kraftstoff zu produzieren, werden bei dem Carbo-V[®]-Verfahren auf Basis GRH 45,15 PJ Energieeintrag benötigt. Wie in Abschnitt 2.3.2.2 beschrieben, haben GRH einen Heizwert H_u von 15,79 GJ Mg⁻¹. Somit liegt der Biomassebedarf für diese Wertschöpfungskette bei 2.860 Gg GRH. Zur Produktion der 45,15 PJ GRH sind 45,62 PJ Reisschalen (RH) erforderlich. RH haben vor ihrer Verarbeitung zu Mehl ebenfalls einen Heizwert von 15,79 GJ Mg⁻¹. Dementsprechend werden 2.889 Gg RH benötigt.

RH sind ein Kuppelprodukt der Reisproduktion. Der erste Schritt der Wertschöpfungskette 5 ist das Einsammeln der RH, nach erfolgtem Separieren von Reiskorn und Schale, in den chinesischen Reismühlen [ACI, 2002]. Das Einsammeln der RH erfolgt mit Menschenkraft. Die RH werden entweder direkt dem Mahlprozess zugeführt oder lokal zwischengelagert. Die Lagerdauer variiert je nach Menge der gesammelten RH und der Kapazität der Mühle. Die GRH werden entweder in loser Schüttung oder in Säcke verpackt per LKW zum Hafen von Shanghai transportiert. Die Entfernung zwischen den Reismühlen und dem Hafen beträgt durchschnittlich 200 km. Im Hafen werden die GRH gelagert, bis der nächste Frachter nach Deutschland beladen werden

kann. Die maximale Lagerzeit zwischen zwei Abfahrten beträgt zehn Tage. Nach Umschlag auf den Massengutfrachter werden die GRH nach Deutschland verschifft. Die Entfernung beträgt 21.000 km oder 11.300 sm und der Seetransport dauert etwa vier Wochen. Bei Ankunft in Brake werden die GRH per hydraulischem Saugheber gelöscht und bis zur Verarbeitung gelagert. Der Tagesverbrauch der BtL-Produktion beträgt bei einer Standzeit von 90 % 8,71 Gg GRH. Die Merkmale der Wertschöpfungskette 5 werden in Tabelle 2.23 zusammengefasst.

Tabelle 2.23: Merkmale der Wertschöpfungskette 5

<i>Merkm</i>	<i>Einheit</i>	<i>Wert</i>
Produktionsmenge Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[Gg Jahr ⁻¹]	490,55
Heizwert Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[GJ Mg ⁻¹]	43,93
Produzierte Energiemenge	[PJ Jahr ⁻¹]	21,55
Benötigter Energieeintrag Reisschalenmehl	[PJ Jahr ⁻¹]	45,15
Heizwert Reisschalenmehl	[GJ Mg ⁻¹]	15,79
Benötigte Menge Reisschalenmehl	[Gg Jahr ⁻¹]	2.860
Kosten Reisschalenmehl	[€ Mg ⁻¹]	48,16
Standzeit Biomass-to-Liquid-Produktionsanlage	[%]	90
Benötigte Tagesmenge	[Gg Tag ⁻¹]	8,71
Benötigter Energieeintrag Reisschalen	[PJ Jahr ⁻¹]	45,62
Heizwert Reisschalen	[GJ Mg ⁻¹]	15,79
Benötigte Menge Reisschalen	[Gg Jahr ⁻¹]	2.889
Kosten Reisschalen	[€ Mg ⁻¹]	39,24
Durchschnittliche Transportentfernung Reismühle – Hafen	[km]	200
Kosten Landtransport	[€ Mg ⁻¹]	2,63
Durchschnittliche Lagerzeit des Reisschalenmehls in Shanghai	[Tage]	5
Entfernung Seetransport Shanghai - Brake	[km]	21.000
	[sm]	11.300
Dauer Seetransport Shanghai – Brake	[Tage]	28
Kosten Seetransport	[€ Mg ⁻¹]	42,49
Schiffsabfahrten	[# Jahr ⁻¹]	39

Quelle: Eigene Darstellung nach REINHARDT ET AL., 2006.

In Tabelle 2.24 werden die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 5 dargestellt.

Tabelle 2.24: Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, CO_{2äq}) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 5

<i>Bezeichnung</i>	<i>Fix- kosten [Mio. €]</i>	<i>Variable Kosten [Mio. €]</i>	<i>Gesamt- kosten [Mio. €]</i>	<i>Treibhausgas- emissionen [Gg CO_{2äq}]</i>	<i>Energie- aufwand [PJ]</i>
Einsammeln der Reisschalen	0	112,22	112,22	0*	0*
Mahlen	18,37	7,13	25,50	337,24	49,69
Transport des Reisschalen- mehls zum Hafen	0	7,53	7,53	182,11	2,40
Überseetransport	0	121,51	121,51	837,66	11,01
Biomass-to-Liquid- Produktion	89,59	171,64	261,23	958,61	12,32
Gutschrift für Kraft-Wärme- Kopplungs-Strom	0	-108,47	-108,47	-915,40	-12,25
Summe	107,95	311,56	419,52	1.400,22	63,16
<i>pro Einheit</i>					
<i>Reisschalenmehl frei</i>					
<i>Produktionsanlage</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	6,42	86,86	93,28	474,54	22,06
Summe GJ ⁻¹	0,41	5,50	5,91	30,05	1,40
<i>pro Einheit Biomass-to- Liquid-Kraftstoff</i>					
	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	220,06	635,13	855,19	2.854,37	128,76
Summe dm ⁻³	0,17	0,50	0,67	2,23	0,10
Summe GJ ⁻¹	5,01	14,46	19,47	64,98	2,93

* Reisschalen sind ein Kuppelprodukt der Reisproduktion. Deshalb werden ihnen weder Emissionen noch Energieaufwände zugerechnet.

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 5 belaufen sich auf 419,52 Mio. €. Dies entspricht Produktionskosten von 0,67 € dm⁻³. Den größten Anteil (36 %) an den Gesamtkosten hat die BtL-Produktion mit netto 152,76 Mio. €. Darin sind die Vergütungen in Höhe von 108,47 Mio. € für KWK-Strom enthalten. Der nächst größere Kostenblock ist der Überseetransport mit 121,51 Mio. € (29 %), gefolgt von den

Rohstoffkosten mit 112,22 Mio. € (27 %), dem Mahlen mit 25,50 Mio. € (6 %) und schließlich dem Landtransport mit 7,53 Mio. € (2 %).

Die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette 5 betragen 1.400,22 Gg CO_{2äq} oder 2,23 kg CO_{2äq} dm⁻³. Im Gegensatz zu den Kosten ist bei den THG-Emissionen der Überseetransport mit 837,66 Gg CO_{2äq} (60 %) der größte Emittent. Es folgt das Mahlen mit 337,24 Gg CO_{2äq} (24 %), der Landtransport mit 182,11 Gg CO_{2äq} (13 %) und zuletzt die BtL-Produktion mit netto 43,21 Gg CO_{2äq} (3 %). Bei der BtL-Produktion ist jedoch zu berücksichtigen, dass ihr Gutschriften in Höhe von 915,40 Gg CO_{2äq} für eingespeisten KWK-Strom gutgeschrieben werden.

Der Energieaufwand der Wertschöpfungskette 5 beträgt 63,16 PJ. Auf dm³ bezogen sind das 0,10 GJ. Größter Energieverbraucher ist das Mahlen mit 49,69 PJ (79 %), gefolgt vom Überseetransport mit 11,01 PJ (17 %), dem Landtransport mit 2,40 PJ (4 %) und der BtL-Produktion mit netto 0,07 PJ (< 1 %), unter Berücksichtigung des eingespeisten KWK-Stroms in Höhe von 12,25 PJ.

2.4.4 Holzpellets aus Kanada

Kanadische Holzpellets sind der Rohstoff der in diesem Abschnitt beschriebenen Wertschöpfungskette 6. Im Unterschied zu den bisher vorgestellten Wertschöpfungsketten findet der Überseetransport der Holzpellets von zwei Häfen aus statt, da weder an der kanadischen Ostküste noch an der Westküste jeweils eine ausreichende Menge Pellets bezogen werden kann, um eine BtL-Produktionsanlage mit Rohstoffen auszulasten. Gemeinsam jedoch ist die erforderliche Menge verfügbar. Dementsprechend wird jeweils die Hälfte der benötigten Holzpellets von Halifax an der Ostküste Kanadas und von Vancouver an der Westküste Kanadas nach Deutschland verschifft. Der BtL-Kraftstoff wird in Deutschland nach dem Carbo-V®-Verfahren produziert. Um die benötigten 21,55 PJ BtL-Kraftstoff herzustellen, werden bei dem Carbo-V®-Verfahren auf Basis von Holzpellets 44,65 PJ Energieeintrag benötigt. Wie in Abschnitt 2.3.2.3. beschrieben, haben Holzpellets einen Heizwert H_u von 19,18 GJ Mg⁻¹. Somit liegt der Biomassebedarf für die Wertschöpfungskette 6 bei 2.328 Gg Holzpellets. Zur Produktion der 44,65 PJ Holzpellets sind 45,10 PJ Sägereste erforderlich. Die für die Herstellung von Holzpellets benötigten Sägereste haben einen Heizwert von 15,20 GJ Mg⁻¹. Dementsprechend werden 2.967 Gg Sägereste als Rohstoff benötigt.

Sägereste sind ein Kuppelprodukt der Holzproduktion. Demnach ist der erste Schritt der Wertschöpfungskette 6 das Einsammeln der Sägereste in den kanadischen Sägemühlen.

Bei freien Verarbeitungskapazitäten werden die Sägereste per LKW zur Pelletieranlage gefahren. Die Entfernung zwischen Lagerplatz der Sägereste und der Pelletieranlage beträgt durchschnittlich 200 km. Die Pelletierung kann am Produktionsstandort der Sägemühle, am Hafenstandort oder an einem dritten Standort erfolgen. Im Hafen werden die Holzpellets bis zur nächsten Schiffsabfahrt nach Deutschland gelagert. Die maximale Lagerzeit zwischen zwei Abfahrten beträgt 12 Tage. Die Entfernung von Vancouver nach Brake beträgt 16.100 km oder 8.700 sm und der Seetransport dauert gut drei Wochen. Von Halifax aus sind es 5.500 km oder 3.000 sm, für die ein Massengutfrachter eine Woche Fahrtzeit benötigt. Bei Ankunft in Brake werden die Holzpellets per hydraulischem Saugheber oder Greifer gelöscht und bis zur Verarbeitung gelagert. Zur BtL-Produktion werden die Pellets dem Vergasungsprozess kontinuierlich per Förderband aus dem Lager zugeführt. Der Tagesverbrauch der BtL-Produktion beträgt bei einer Standzeit von 90 % 7,09 Gg Holzpellets. Tabelle 2.25 fasst die Merkmale der Wertschöpfungskette 6 zusammen.

Tabelle 2.25: Merkmale der Wertschöpfungskette 6

<i>Merkmal</i>	<i>Einheit</i>	<i>Wert</i>
Produktionsmenge Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[Gg Jahr ⁻¹]	490,55
Heizwert Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[GJ Mg ⁻¹]	43,93
Produzierte Energiemenge	[PJ Jahr ⁻¹]	21,55
Benötigter Energieeintrag Holzpellets	[PJ Jahr ⁻¹]	44,65
Heizwert Holzpellets	[GJ Mg ⁻¹]	19,18
Benötigte Menge Holzpellets	[Gg Jahr ⁻¹]	2.328
Kosten Holzpellets	[€ Mg ⁻¹]	75,83
Standzeit Biomass-to-Liquid-Produktionsanlage	[%]	90
Benötigte Tagesmenge	[Gg Tag ⁻¹]	7,09
Benötigter Energieeintrag Sägereste	[PJ Jahr ⁻¹]	45,10
Heizwert Sägereste	[GJ Mg ⁻¹]	15,20
Benötigte Menge Sägereste	[Gg Jahr ⁻¹]	2.967
Kosten Sägereste	[€ Mg ⁻¹]	15,50
Durchschnittliche Transportentfernung Sägemühle - Pelletieranlage	[km]	200
Kosten Landtransport	[€ Mg ⁻¹]	6,99 €
Durchschnittliche Lagerzeit der Holzpellets im Hafen	[Tage]	5,70
Entfernung Seetransport Vancouver - Brake	[km]	16.500
	[sm]	8.900
Dauer Seetransport Vancouver - Brake	[Tage]	22
Kosten Seetransport Vancouver - Brake	[€ Mg ⁻¹]	33,39
	[km]	5.500
Entfernung Seetransport Halifax - Brake	[sm]	3.000
	[Tage]	7
Kosten Seetransport Halifax - Brake	[€ Mg ⁻¹]	11,13
Schiffsabfahrten insgesamt	[# Jahr ⁻¹]	32

Quelle: Eigene Darstellung nach REINHARDT ET AL., 2006.

Tabelle 2.26 zeigt die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 6.

Tabelle 2.26: Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, CO_{2äq}) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 6

<i>Bezeichnung</i>	<i>Fixkosten</i> [Mio. €]	<i>Variable Kosten</i> [Mio. €]	<i>Gesamtkosten</i> [Mio. €]	<i>Treibhausgasemissionen</i> [Gg CO _{2äq}]	<i>Energieaufwand</i> [PJ]
Sammeln der Sägereste	0	46,00	46,00	0*	0*
Transport zur Pelletieranlage	0	20,73	20,73	91,92	1,21
Pelletieren	117,75	0,99	118,74	49,83	46,43
Überseetransport	0	51,81	51,81	357,17	4,69
Biomass-to-Liquid-Produktion	89,60	175,13	264,74	980,49	13,13
Gutschrift für Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom	0	-108,47	-108,47	-915,40	-12,25
Summe	207,36	186,19	393,55	564,02	53,22
<i>pro Einheit Holzpellets frei</i>					
<i>Produktionsanlage</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	50,59	51,35	101,93	214,33	22,48
Summe GJ ⁻¹	2,64	2,68	5,31	11,17	1,17
<i>pro Einheit Biomass-to-Liquid-Kraftstoff</i>					
	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	422,70	379,56	802,26	1.149,75	108,49
Summe dm ⁻³	0,33	0,30	0,63	0,90	0,08
Summe GJ ⁻¹	9,62	8,64	18,26	26,17	2,47

* Sägereste sind ein Kuppelprodukt der Holzindustrie. Deshalb werden ihnen weder Emissionen noch Energieaufwände zugerechnet.

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 6 belaufen sich auf 393,55 Mio. €. Dies entspricht Produktionskosten von 0,63 € dm⁻³. Der größte Kostenanteil entfällt auf die BtL-Produktion mit netto 156,27 Mio. € (40 %), inklusive Vergütungen für KWK-Strom in Höhe von 108,47 Mio. €. Der nächst größere Kostenblock ist die Pelletierung mit 118,74 Mio. € (30 %), gefolgt vom Überseetransport mit 51,81 Mio. € (13 %), den Rohstoffkosten mit 46,00 Mio. € (12 %) und schließlich dem Landtransport mit 20,73 Mio. € (5 %).

Die Wertschöpfungskette 6 emittiert Treibhausgase in Höhe von 564,02 Gg CO_{2äq} oder 0,90 kg CO_{2äq} dm⁻³. Größter Emittent ist der Überseetransport mit 357,17 Gg CO_{2äq}

(63 %). An zweiter Stelle folgt der Landtransport mit 91,92 Gg CO_{2äq} (16 %), danach die BtL-Produktion mit netto 65,09 Gg CO_{2äq} (12 %), unter Berücksichtigung von Gutschriften für eingespeisten KWK-Strom in Höhe von 915,40 Gg CO_{2äq}, und zuletzt die Pelletierung mit 49,83 Gg CO_{2äq} (9 %).

Von der Wertschöpfungskette 6 werden 53,22 PJ Energie verbraucht. Auf dm³ bezogen entspricht dies 0,08 GJ. Die Pelletierung ist mit 46,43 PJ (87 %) der größte Verbraucher, gefolgt vom Überseetransport mit 4,69 PJ (9 %), dem Landtransport mit 1,21 PJ (2 %) und der BtL-Produktion mit netto 0,88 PJ (2 %), inklusive Gutschriften in Höhe von 12,25 PJ für eingespeisten KWK-Strom.

2.4.5 Holzhackschnitzel aus dem Baltikum

Die Wertschöpfungskette 7 zur Produktion von BtL-Kraftstoff auf Basis von HHS unterscheidet sich in einigen Punkten von den in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Wertschöpfungsketten. Die erste Verarbeitungsstufe, das Hacken des Restholzes, schließt sich direkt an das Einsammeln des Rohstoffes an. Diese Veredelungsstufe wird mobil durchgeführt. Ein weiterer Unterschied ergibt sich aus der räumlichen und zeitlichen Trennung der Veredelungsstufe vom Rohstoff zum Zwischenprodukt, d.h. zwischen Hacken und Trocknung der HHS. Schließlich ist der Seetransport vom Ursprungsort zum BtL-Produktionsstandort in Deutschland um ein Vielfaches kürzer. Der BtL-Kraftstoff wird in Deutschland nach dem Carbo-V[®]-Verfahren produziert. Um die benötigten 21,55 PJ BtL-Kraftstoff zu produzieren, werden bei dem Carbo-V[®]-Verfahren auf Basis von HHS 44,69 PJ Energieeintrag benötigt. Wie in Abschnitt 2.3.2.4. beschrieben, haben trockene HHS mit einem Wassergehalt von 15 % einen Heizwert H_u von 15,23 GJ Mg⁻¹. Somit liegt der Biomassebedarf für diese Wertschöpfungskette bei 2.934 Gg getrockneter HHS. Für die Herstellung von 44,69 PJ getrockneter HHS sind 46,51 PJ feuchte HHS erforderlich. Die feuchten HHS mit einem durchschnittlichen Wassergehalt von 45 % haben vor dem Trockenvorgang einen Heizwert von 9,67 GJ Mg⁻¹. Dementsprechend werden 4.810 Gg feuchte HHS benötigt. Der erste Verarbeitungsschritt, das Hacken, verändert nur die Rohstoffdichte und nicht dessen Heizwert pro Mg. Wegen Schwund und Bruch werden 46,98 PJ Holzreste verarbeitet, um 46,51 PJ feuchte HHS zu erhalten. Dementsprechend sind 4.859 Gg Restholz zur Herstellung der erforderlichen Menge HHS erforderlich.

Restholz ist ein Kuppelprodukt der Forstwirtschaft. Der erste Schritt der Wertschöpfungskette 7 ist das Einsammeln der Holzreste in den baltischen Wäldern. Das Restholz wird direkt nach dem Einsammeln von mobilen Hackern zu HHS verarbeitet, die einen durchschnittlichen Wassergehalt von 45 % haben. Die feuchten HHS werden anschlie-

ßend per LKW durchschnittlich 200 km zum Verschiffungshafen Klaipeda transportiert. Somit liegt der Einzugsradius der HHS bei 400 km um den litauischen Hafen und umfasst einen Großteil der baltischen Staaten sowie Teile Russlands und Weißrusslands. Im Hafen werden die HHS in einer beheizten Halle gelagert. Die Lagerung dient nicht nur der Überbrückung der Zeit zwischen zwei Schiffsabfahrten sondern auch dem Trocknen der HHS. Die maximale Lagerzeit zwischen zwei Abfahrten beträgt zehn Tage. Da die Trocknung jedoch ein bis zwei Monate in Anspruch nimmt, muss das Lager eine Kapazität von 500 Gg haben. Nach Umschlag auf den Massengutfrachter werden die getrockneten HHS nach Deutschland verschifft. Die Entfernung von Klaipeda nach Brake beträgt 960 km oder 500 sm und die Verschiffung dauert, inklusive der Passage durch den Nord-Ostsee-Kanal, zwei Tage. Bei Ankunft in Brake werden die HHS per Greifer gelöscht und bis zur Verarbeitung gelagert. Zur BtL-Produktion werden die HHS dem Vergasungsprozess kontinuierlich per Förderband aus dem Lager zugeführt. Der Tagesverbrauch der BtL-Produktion beträgt bei einer Standzeit von 90 % 8,93 Gg getrocknete HHS. Tabelle 2.27 fasst die Merkmale der Wertschöpfungskette ž zusammen.

Tabelle Fehler! Verwenden Sie die Registerkarte 'Start', um dem Text zuzuweisen, der hier angezeigt werden soll..Fehler! Unbekanntes Schalterargument.: **Merkmale der Wertschöpfungskette 7**

<i>Merkmale</i>	<i>Einheit</i>	<i>Wert</i>
Produktionsmenge Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[Gg Jahr ⁻¹]	490,55
Heizwert Biomass-to-Liquid-Kraftstoff	[GJ Mg ⁻¹]	43,93
Produzierte Energiemenge	[PJ Jahr ⁻¹]	21,55
Benötigter Energieeintrag getrocknete Holzhackschnitzel	[PJ Jahr ⁻¹]	44,69
Heizwert Holzhackschnitzel getrocknet (15 % Wassergehalt)	[GJ Mg ⁻¹]	15,23
Benötigte Menge Holzhackschnitzel getrocknet	[Gg Jahr ⁻¹]	2.934
Kosten Holzhackschnitzel getrocknet	[€ Mg ⁻¹]	67,29
Standzeit Biomass-to-Liquid-Produktionsanlage	[%]	90
Benötigte Tagesmenge	[Gg Tag ⁻¹]	8,93
Benötigter Energieeintrag feuchte Holzhackschnitzel	[PJ Jahr ⁻¹]	46,51
Heizwert Holzhackschnitzel feucht (45 % Wassergehalt)	[GJ Mg ⁻¹]	9,67
Benötigte Menge Holzhackschnitzel feucht	[Gg Jahr ⁻¹]	4.810
Kosten Holzhackschnitzel feucht	[€ Mg ⁻¹]	34,52
Benötigter Energieeintrag Holzreste	[PJ Jahr ⁻¹]	46,98
Heizwert Holzreste	[GJ Mg ⁻¹]	9,67
Benötigte Menge Holzreste	[Gg Jahr ⁻¹]	4.859
Kosten Holzreste	[€ Mg ⁻¹]	16,34
Durchschnittliche Transportentfernung Wald - Klaipeda	[km]	200
Kosten Landtransport	[€ Mg ⁻¹]	4,72
Durchschnittliche Lagerzeit der Holzhackschnitzel in Klaipeda	[Tage]	45
Entfernung Seetransport Klaipeda - Brake	[km]	970
	[sm]	500
Dauer Seetransport Klaipeda - Brake	[Tage]	2
Kosten Seetransport	[€ Mg ⁻¹]	1,96
Schiffsabfahrten	[# Jahr ⁻¹]	40

Quelle: Eigene Darstellung nach REINHARDT ET AL., 2006.

Tabelle 2.28 zeigt die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 7.

Dabelle 2.28: Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, CO_{2äq}) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 7

<i>Bezeichnung</i>	<i>Fix-</i>	<i>Variable</i>	<i>Gesamt-</i>	<i>Treibhausgas -</i>	<i>Energie-</i>
	<i>kosten</i>	<i>Kosten</i>	<i>kosten</i>	<i>emissionen</i>	<i>aufwand</i>
	<i>[Mio. €]</i>	<i>[Mio. €]</i>	<i>[Mio. €]</i>	<i>[Gg CO_{2äq}]</i>	<i>[PJ]</i>
Sammeln der Holzreste	0	79,40	79,40	0*	0*
Hacken	9,28	77,37	86,65	87,29	42,77
Transport der Holzhackschnitzel zum Hafen	0	22,93	22,93	98,28	1,32
Trocknen	0	8,45	8,45	90,29	6,18
Überseetransport	0	5,76	5,76	39,70	0,52
Biomass-to-Liquid- Produktion	89,59	170,34	259,92	959,85	12,82
Gutschrift für Kraft-Wärme- Kopplungs-Strom	0	-108,47	-108,47	-915,40	-12,25
Summe	98,87	255,78	354,65	360,01	51,37
<i>pro Einheit</i>					
<i>Holzhackschnitzel frei</i>					
<i>Produktionsanlage</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	3,16	66,09	69,25	107,54	17,31
Summe GJ ⁻¹	0,21	4,34	4,55	7,06	1,14
<i>pro Einheit Biomass-to-</i>					
<i>Liquid-Kraftstoff</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	201,54	521,41	722,95	733,89	104,71
Summe dm ⁻³	0,16	0,41	0,56	0,57	0,08
Summe GJ ⁻¹	4,59	11,87	16,46	16,71	2,38

* Sägereste sind ein Kuppelprodukt der Holzindustrie. Deshalb werden ihnen weder Emissionen noch Energieaufwände zugerechnet.

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Die Wertschöpfungskette 7 hat Gesamtkosten von 354,65 Mio. € bzw. 0,56 € dm⁻³. Die BtL-Produktion hat den größten Anteil mit netto 151,45 Mio. € (43 %) inklusive KWK-Vergütungen von 108,47 Mio. €. Das Hacken ist der nächst größere Kostenblock mit 86,65 Mio. € (24 %), gefolgt von den Rohstoffkosten mit 79,40 Mio. € (22 %), dem Landtransport mit 22,93 Mio. € (6 %), dem Trocknen mit 8,45 Mio. € (2 %) und schließlich dem Überseetransport mit 5,76 Mio. € (2 %).

Die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette 7 betragen 360,01 Gg CO_{2äq} oder 0,57 kg CO_{2äq} dm⁻³. Die meisten THG-Emissionen werden durch den Landtransport mit 98,28 Gg CO_{2äq} (27 %) emittiert. Es folgt das Trocknen mit 90,29 Gg CO_{2äq} (25 %), das Hacken mit 87,29 Gg CO_{2äq} (24 %), die BtL-Produktion mit netto 44,45 Gg CO_{2äq} (13 %), in denen Gutschriften für eingespeisten KWK-Strom in Höhe von 915,40 Gg CO_{2äq} enthalten sind, und zuletzt der Überseetransport mit 39,70 Gg CO_{2äq} (11 %).

Die Wertschöpfungskette 7 verbraucht 51,37 PJ Energie bzw. 0,08 GJ dm⁻³. Hierbei ist das Hacken mit 42,77 PJ (83 %) der größte Verbraucher, gefolgt vom Trocknen mit 6,18 PJ (12 %), dem Landtransport mit 1,32 PJ (3 %), der BtL-Produktion mit netto 0,57 PJ (1 %), inklusive Gutschriften in Höhe von 12,25 PJ für eingespeisten KWK-Strom, und dem Überseetransport mit 0,42 PJ (1 %).

2.4.6 Fossiler Kraftstoff

In diesem Abschnitt wird die fossile Alternative zu den, in den vorherigen Abschnitten beschriebenen, biogenen Wertschöpfungsketten vorgestellt. Die Wertschöpfungskette 8 bildet im weiteren Verlauf dieser Arbeit die Referenz, mit der die biogenen Wertschöpfungsketten verglichen werden. Die Wertschöpfungskette für die Produktion von fossilem Dieselmotorkraftstoff ist seit Jahrzehnten erprobt. Die Logistikkette und die Produktionsprozesse sind weitestgehend optimiert und bieten kaum Möglichkeiten für inkrementelle Veränderungen. Die Kraftstoffproduktion der Wertschöpfungskette erfolgt in einer optimierten Raffinerie am Hafenstandort in Wilhelmshaven. Als Vergleichsbasis aller Wertschöpfungsketten dienen 500 Gg Dieselmotorkraftstoff mit einem Energiegehalt von 21,55 PJ. Bei einer auf Dieselmotorkraftstoff herstellung optimierten Raffinerie werden 26,83 PJ Rohöl benötigt, um 500 Gg Dieselmotorkraftstoff zu produzieren [DREESMANN, 2000; MWV, 2009]. Rohöl hat, wie in Abschnitt 2.3.2.5 beschrieben, einen Heizwert H_u von 42,80 GJ Mg⁻¹. Somit müssen zur Herstellung der geforderten Dieselmotorkraftstoffmenge 627 Gg Rohöl bereitgestellt werden.

Die Wertschöpfungskette 8 beginnt mit der Förderung des Rohöls in Saudi-Arabien. Das Rohöl wird aus Ghawar, dem größten Ölfeld der Welt im Osten des Landes, gefördert. Die Förderanlage befindet sich in der Nähe der Stadt Al Hafuf. Von dort wird das Rohöl per Pipeline etwa 200 km an den Persischen Golf zum Hafen Ra's Tanura, dem größten Ölverschiffungsterminal der Welt, transportiert. In Ra's Tanura wird das Öl in Tanks bis zur nächsten Abfahrt eines Tanksschiffes nach Deutschland gelagert. Bei

einer zu verschiffenden Menge von 627 Gg Rohöl und einer Kapazität des Tankschiffes von 75 Gg sind pro Jahr neun Schiffsabfahrten erforderlich. Dementsprechend beträgt die maximale Lagerzeit am Verschiffungshafen 41 Tage und die durchschnittliche Lagerzeit 21 Tage. Der Seeweg von Ra's Tanura nach Wilhelmshaven ist 12.200 km oder 6.600 sm lang. Bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 17 kn benötigt das Tankschiff für diese Strecke etwa 16 Tage. In Wilhelmshaven wird das Öl per Druckleitung gelöscht und bis zur Weiterverarbeitung in Tanks gelagert.

Die Rohölverarbeitung in der Raffinerie erfolgt in mehreren Schritten, die im Folgenden kurz erläutert werden. Zunächst wird das Rohöl destilliert. Dieser Verarbeitungsschritt trennt den Rohstoff in verschiedene Produkte, die Destillate oder Fraktionen, auf. Hierzu wird das Rohöl entsalzen und in einem Wärmetauscher auf 350 °C bis 370 °C erhitzt. Danach wird es in mehreren Destillationstürmen durch Abkühlung in seine Fraktionen zerlegt. Der Anteil der einzelnen Fraktionen an der Gesamtproduktionsmenge variiert auf Basis des verarbeiteten Rohöls in engen Grenzen. Um einen hohen Anteil einer bestimmten Fraktion, in diesem Fall Diesel, zu erhalten, sind weitere Produktionsschritte erforderlich. Zunächst findet die Umwandlung, die so genannte Konversion statt. Hierbei werden ungewollte Fraktionen in benötigte Fraktionen umgewandelt. Zur Erreichung eines möglichst hohen Dieselanteils wird als Konversionsverfahren das katalytische Cracken eingesetzt. Bei diesem Verfahren werden schwere Fraktionen, wie Heizöl, unter Zuhilfenahme eines Katalysators bei Temperaturen von 500 °C bis 600 °C aufgespaltet. Zudem wird dem Diesel in geringen Maßen Schwefel entzogen. Abschließend wird der Kraftstoff noch einer Nachbehandlung unterzogen, um ihn für den Gebrauch im Kraftfahrzeug zu optimieren. Hierzu ist ein weiterer Schwefelentzug mit der so genannten Hydrofinierung notwendig. Hierbei wird der Kraftstoff mit Wasserstoff vermischt und erhitzt und bei 300 °C bis 400 °C über einen Katalysator geleitet. Der Katalysator bewirkt eine Abspaltung des Schwefels vom Kraftstoff. Gleichzeitig wird eine Verbesserung der Zündwilligkeit des Dieselkraftstoffes erzielt. In einer auf die Produktion von Diesel optimierten Raffinerie wird etwa 55 % des Rohöls in Diesel umgesetzt. Der Tagesverbrauch einer solchen Raffinerie beträgt bei einer Standzeit von 90 % 1,91 Gg Rohöl [DREESMANN, 2000; MWV, 2001; MWV, 2003; MWV, 2009]. Tabelle 2.29 fasst die beschriebenen Merkmale der Wertschöpfungskette 8 zusammen.

TabElla 2.29: Merkmale der Wertschöpfungskette ζ

<i>Merkm</i> al	<i>Einheit</i>	<i>Wert</i>
Produktionsmenge Dieselkraftstoff	[Gg Jahr ⁻¹]	500,00
Heizwert Dieselkraftstoff	[GJ Mg ⁻¹]	43,10
Produzierte Energiemenge	[PJ Jahr ⁻¹]	21,55
Benötigter Energieeintrag Rohöl	[PJ Jahr ⁻¹]	26,83
Heizwert Rohöl	[GJ Mg ⁻¹]	42,80
Benötigte Menge Rohöl	[Gg Jahr ⁻¹]	627
Kosten Rohöl	[€ Mg ⁻¹]	254,66
Standzeit Dieselraffinerie	[%]	90
Benötigte Tagesmenge	[Gg Tag ⁻¹]	1,91
Transportentfernung Ölquelle - Ra's Tanura	[km]	200
Kosten Landtransport	[€ Mg ⁻¹]	150,15
Durchschnittliche Lagerzeit des Rohöls in Ra's Tanura	[Tage]	20
Entfernung Seetransport Ra's Tanura - Wilhelmshaven	[km]	12.200
	[sm]	6.600
Dauer Seetransport Ra's Tanura - Wilhelmshaven	[Tage]	17
Kosten des Seetransportes	[€ Mg ⁻¹]	29,95
Schiffsabfahrten	[# Jahr ⁻¹]	9

Quelle: Eigene Darstellung nach DREESMANN, 2000.

Tabelle 2.30 zeigt die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 8.

Tabelle Fehler! Unbekanntes Schalterargument..Fehler! Unbekanntes Schalterargument.: Kosten, Treibhausgasemissionen (umgerechnet in Kohlendioxidäquivalente, CO_{2äq}) und Energieaufwände der Wertschöpfungskette 8

<i>Bezeichnung</i>	<i>Fixkosten [Mio. €]</i>	<i>Variable Kosten [Mio. €]</i>	<i>Gesamtkosten [Mio. €]</i>	<i>Treibhausgasemissionen [Gg CO_{2äq}]</i>	<i>Energieaufwand [PJ]</i>
Erdölförderung	31,69	127,98	159,66	60,22	27,15
Pipelinetransport zum Hafen	0	94,14	94,14	64,42	0,05
Überseetransport	0	18,78	18,78	141,51	1,80
Dieselproduktion	4,42	14,66	19,08	6.119,60	90,75
Summe	36,11	255,55	291,66	6.385,75	119,76
<i>pro Einheit Rohöl frei</i>					
<i>Produktionsanlage</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	50,54	384,22	434,76	424,52	46,27
Summe GJ ⁻¹	1,18	8,98	10,16	9,92	1,08
<i>pro Einheit Dieselkraftstoff</i>					
	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[€]</i>	<i>[kg CO_{2äq}]</i>	<i>[GJ]</i>
Summe Mg ⁻¹	72,22	511,10	583,32	12.771,51	239,51
Summe dm ⁻³	0,06	0,42	0,48	10,51	0,20
Summe GJ ⁻¹	1,68	11,86	13,53	296,32	5,56

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Bei der Wertschöpfungskette 8 fallen Gesamtkosten in Höhe von 291,66 Mio. € an, was 0,48 € dm⁻³ entspricht. Den größten Kostenblock der Wertschöpfungskette stellt die Erdölförderung mit 159,66 Mio. € (55 %) dar. An zweiter Stelle folgt der Pipelinetransport mit 94,14 Mio. € (32 %), vor der Dieselproduktion mit 19,08 Mio. € (7 %) und schließlich dem Überseetransport mit 18,78 Mio. € (6 %). Die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion sind somit zwischen 18 % (Wertschöpfungskette 7) und 49 % (Wertschöpfungskette 3) niedriger als die Gesamtkosten der biogenen Wertschöpfungsketten.

Die Wertschöpfungskette 8 emittiert THG-Emissionen in Höhe von 6.385,75 Gg CO_{2äq}, was 10,51 kg CO_{2äq} dm⁻³ entspricht. Der bei weitem größte Emittent ist die Dieselproduktion mit 6.119,60 Gg CO_{2äq} (96 %), gefolgt vom Überseetransport mit 141,51 Gg CO_{2äq} (2%), dem Pipelinetransport mit 64,42 Gg CO_{2äq} (1 %) und schließlich der Erdölförderung mit 60,22 Gg CO_{2äq} (1 %). Durch die Nutzung fossiler Energiequellen hat die Wertschöpfungskette 8 signifikant höhere THG-Emissionen als die biogenen Wertschöpfungsketten, deren Emissionen 78 % bis 96 % niedriger sind als die der

Wertschöpfungskette 8. Neben den hier dargestellten Emissionen müssten noch Emissionen für den Verbrauch des Kraftstoffes in Höhe von 1.651,98 Gg CO_{2äq} berücksichtigt werden. Dieser Wertschöpfungsschritt liegt außerhalb des hier betrachteten Bilanzraums, laut gesetzlicher Regelungen sollte jedoch für die Erstellung der THG-Bilanz fossiler Kraftstoffe der Kraftstoffverbrauch einbezogen werden [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Werden die Emissionen des Kraftstoffverbrauchs berücksichtigt, belaufen sich die Gesamtemissionen der Wertschöpfungskette 8 auf 8.037,74 Gg CO_{2äq}.

Die Wertschöpfungskette 8 verbraucht Energie in Höhe von 119,76 PJ, was 0,20 GJ dm⁻³ entspricht. Die Dieselproduktion mit 90,75 PJ (76 %) ist der mit Abstand größte Verbraucher, an zweiter Stelle steht die Erdölförderung mit 27,15 PJ (23 %), gefolgt vom Überseetransport mit 1,80 PJ (2 %) und schließlich dem Pipelinetransport mit 0,05 PJ (< 1 %). Durch das aufwendige Produktionsverfahren von Dieselkraftstoff ist der Energieverbrauch im Vergleich zu den biogenen Wertschöpfungsketten sehr hoch. Die BtL-Wertschöpfungsketten verbrauchen 47 % bis 57 % weniger Energie als die Wertschöpfungskette 8.

2.5 Methodik

2.5.1 Ökonomischer Vergleich: Kostenvergleichsrechnung

Die ökonomische Bewertung der Wertschöpfungsketten erfolgt mit Hilfe der Kostenvergleichsrechnung. Die Kostenvergleichsrechnung gehört zu den statischen Investitionsrechnungsverfahren. Sie unterstützt die Entscheidungsfindung zwischen Investitionsalternativen auf Basis der anfallenden Kosten. Eine Einbeziehung anderer Bewertungskriterien, vor allem der Nutzungsdauer und qualitativer Unterschiede, findet nicht statt. Somit eignet sich die Kostenvergleichsrechnung insbesondere für die Beurteilung von Investitionsvorhaben mit gleichen Erlösen. Die Kostenvergleichsrechnung lässt sich bei zwei Arten von Entscheidungsproblemen anwenden* Zum einen unterstützt sie die Entscheidung über eine Ersatzinvestition, also zur Beantwortung der Frage ob ein Investitionsobjekt weiter genutzt oder ersetzt werden soll. Zum anderen Wird die Kostenvergleichsrechnung zur Ermittlung der vorteilhaftesten Investitionsalternative, unter der Annahme gleicher Erlöse, herangezogen. Damit die Kostenvergleichsrechnung sinnvoll angewendet werden kann, sind die folgenden Prämissen zu beachten:

- Die Vergleichsrechnung basiert auf einer Durchschnittsperiode, die repräsentativ für den Betrachtungszeitraum ist.
- Der Nutzen der betrachteten Alternativen darf für die Entscheidungsfindung nicht relevant sein, muss also gleich sein.
- Kostenfremde Entscheidungskriterien und Interdependenzen werden nicht berücksichtigt. Dies gilt vor allem für qualitative Aspekte des Endproduktes.
- Dynamische Effekte, wie zeitlich unterschiedlich anfallende Ein- und Auszahlungen, werden durch die Betrachtung einer Durchschnittsperiode nicht berücksichtigt.

Die Kostenvergleichsrechnung hat als Bewertungsmethode einige Vor- und Nachteile. Vorteilhaft für dieses Investitionsrechnungsverfahren ist dessen einfache Anwendbarkeit. Aus diesem Grund wird die Kostenvergleichsrechnung in der Praxis sehr häufig eingesetzt. Die Nachteile dieses Verfahrens ergeben sich aus dessen Prämissen. Die Einschränkung auf die Kostendimension lässt andere Faktoren, wie Gewinn oder Rentabilität, außer Acht, aus deren Einbeziehung ein anderes Entscheidungsergebnis resultieren könnte. Zeitliche Abweichungen zwischen Kosten- und Erlösanfall werden nicht berücksichtigt, obwohl diese aus Liquiditätsgesichtspunkten Einfluss auf die Entscheidung haben könnten. Sondereffekte der Investitionseinführung, wie beispielsweise Anlauf- oder Inbetriebnahmekosten, werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Die Betrachtung einer repräsentativen Durchschnittsperiode ist stark vereinfachend und deshalb ungenau. Unterschiedliche Nutzungsdauern der Investitionsalternativen werden bei der Entscheidungsfindung nicht berücksichtigt. Schließlich bleiben qualitative

Unterschiede bei der Kostenvergleichsrechnung unberücksichtigt und werden dementsprechend nicht in die Entscheidungsfindung aufgenommen [WÖHE/DÖRING, 1993; BRAUNSCHWEIG, 1998; OLFERT 2003; GÖTZE, 2008].

Zur ökonomischen Bewertung der in dieser Arbeit untersuchten Wertschöpfungsketten ist die Kostenvergleichsrechnung ein geeignetes Instrument, denn die Bewertung stellt ein Auswahlproblem unter mehreren gegebenen Alternativen dar. Im Zuge des ökonomischen Vergleichs soll diejenige Wertschöpfungskette identifiziert werden, die die niedrigsten Gesamtkosten verursacht. Der Vergleich der Wertschöpfungsketten erfüllt die Prämissen der Kostenvergleichsrechnung in besonderem Maße. Die betrachteten Wertschöpfungsketten sind nutzenäquivalent, da das hergestellte Produkt (Dieselkraftstoff) und dessen Menge (21,55 PJ) für alle Wertschöpfungsketten identisch sind und somit alle Wertschöpfungsketten die gleichen Erlöse haben. Aufgrund der getroffenen Annahme einer stetigen Kraftstoffproduktion ist die Verwendung einer repräsentativen Durchschnittsperiode keine signifikante Abweichung von der Realität. Den Nachteilen der Kostenvergleichsrechnung, der ausschließlichen Konzentration auf die Kostendimension und der Vernachlässigung qualitativer Faktoren, wird im Rahmen dieser Arbeit durch den ökologischen und den energetischen Vergleich der Wertschöpfungsketten entgegengewirkt. Als Nachteil gelten gelassen werden muss jedoch die fehlende dynamische Betrachtung der Kostenvergleichsrechnung. Dadurch fließt keine Liquiditätsbetrachtung in die Bewertung der Wertschöpfungsketten mit ein. Da jedoch in dieser Arbeit Liquiditätsaspekte nicht im Fokus der Betrachtung stehen, ist dieser Punkt vernachlässigbar. Zusammenfassend stellt die Kostenvergleichsrechnung ein adäquates Instrument für den ökonomischen Vergleich der betrachteten Wertschöpfungsketten dar.

Die Kosten einer Wertschöpfungskette werden mit der Formel (2.1) berechnet. Die Wertschöpfungskette mit den niedrigsten Gesamtkosten ist die ökonomisch beste Alternative.

$$K_{WSK} = \sum_{i=1}^m (KS_{fix_i} + KS_{vari} - GS_{KWK_i}) \quad (2.1)$$

Darin sind

- K_{WSK} = Gesamtkosten einer Wertschöpfungskette,
- i = Schritte der Wertschöpfungskette ($i = 1, 2, \dots, m$),
- m = Anzahl der Schritte der Wertschöpfungskette,
- KS_{fix_i} = Fixkosten des Wertschöpfungsschrittes i ,
- KS_{vari} = Variable Kosten des Wertschöpfungsschrittes i ,

GS_{KWKi} = Gutschriften des Wertschöpfungsschrittes i für überschüssige Elektrizität aus KWK.

Die fixen Kosten, variablen Kosten, Gutschriften für Strom aus KWK und die Gesamtkosten werden für jede Wertschöpfungskette in den Tabellen des Abschnittes 2.4 angegeben, um Wiederholungen der Tabellen im Ergebnisabschnitt dieser Arbeit zu vermeiden.

2.5.2 Ökologischer Vergleich: Treibhausgasbilanz

Neben dem ökonomischen Vergleich mit Hilfe der Kostenvergleichsrechnung werden die Wertschöpfungsketten einem ökologischen Vergleich unterzogen. Dies geschieht mit Hilfe der THG-Bilanz, die die Summe aller von einer Wertschöpfungskette generierten THG-Emissionen enthält. Die Wertschöpfungskette mit der niedrigsten THG-Bilanz ist die ökologisch sinnvollste Alternative.

Zur Berechnung der THG-Emissionen wird die Emissionsmenge eines Treibhausgases in CO₂-Äquivalente umgerechnet. Diese Vorgehensweise entspricht den gesetzlichen Vorgaben von Biokraft-NachV und RED und ermöglicht eine einfache ökologische Vergleichbarkeit der Wertschöpfungsketten [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Bei der Ermittlung der CO₂-Äquivalente wird die originäre Emissionsmenge eines Treibhausgases mit dem Faktor Global Warming Potential (GWP) multipliziert. Dieser drückt die Klimawirksamkeit eines Gases im Vergleich zu CO₂ (GWP = 1) aus, wodurch die Klimawirksamkeit verschiedener Treibhausgase miteinander vergleichbar wird. Entscheidend bei der Faktorallokation ist der Zeitbezug. Üblicherweise wird ein Zeithorizont von 100 Jahren gewählt. Dies bedeutet, dass beispielsweise Methan mit einem GWP von 25 in 100 Jahren 25-mal mehr zum Treibhausgaseffekt beiträgt als CO₂. In GEMIS werden die aktuellen GWP-Faktoren des International Panel on Climate Change (IPCC, Stand 2007) verwendet. Dementsprechend werden die THG-Emissionen in der vorliegenden Arbeit mit den IPCC 2007 Faktoren berechnet. Alle THG-Emissionsdaten, die nicht auf Basis der IPCC 2007 Faktoren ermittelt wurden, da sie aus anderen Quellen als GEMIS stammen, wurden zwecks Vergleichbarkeit der Daten auf die Faktoren von 2007 umgerechnet [IPCC, 2007; ÖKO-INSTITUT, 2010].

Die THG-Bilanz ist die von nationaler und europäischer Seite gesetzlich vorgeschriebene Methode zur ökologischen Bewertung von Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Zudem wird diese Methode von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zur Zertifizierung von Biokraftstoffen vorge-

schrieben [BLE, 2010; ISCC, 2010]. Mit der ökologischen Bewertung der Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten soll in dieser Arbeit gezeigt werden, dass der Biokraftstoff die gesetzlichen Anforderungen hinsichtlich der THG-Emissionen erfüllt, d.h. dass die THG-Emissionen der biogenen Wertschöpfungsketten die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion um die gesetzlich geforderten 35 % unterschreiten.

Die Berechnung der THG-Emissionen einer Kraftstoff-Wertschöpfungskette erfolgt mit Hilfe der Formel (2.2). Diese Formel ist in den nationalen und europäischen Gesetzestexten sowie den Zertifizierungsvorschriften der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung gleichlautend. Alle THG-Emissionen werden in Gg CO_{2äq} angegeben [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009; BLE, 2010; ISCC, 2010].

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee} \quad (2.2)$$

Darin sind

- E = Gesamtemissionen des Kraftstoffes,
- e_{ec} = Emissionen aus der Gewinnung oder des Anbaus der Rohstoffe,
- e_l = Auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen in Folge von Landnutzungsänderungen,
- e_p = Emissionen der Verarbeitung,
- e_{td} = Emissionen aus Transport und Vertrieb,
- e_u = Emissionen aus der Nutzung des Kraftstoffes,
- e_{sca} = Emissionseinsparung durch Akkumulation von Kohlenstoff im Boden in Folge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken,
- e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid,
- e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid,
- e_{ee} = Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus KWK.

Zur Anwendung der Formel (2.2) werden in dieser Arbeit einige Anpassungen vorgenommen. Diese Anpassungen unterscheiden sich für die Biokraftstoffe und fossilen Kraftstoff.

Da bei den untersuchten Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten Rest- und Abfallstoffe als Rohstoff eingesetzt werden und diesen keine Emissionen zugerechnet werden, ist der

Faktor $e_{ec} = 0$. Des Weiteren fallen bei den Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten keine Emissionen für Landnutzungsänderungen an. Diese werden, falls vorhanden, den Primärprodukten zugerechnet, d.h. $e_l = 0$. Die Emissionen der weiterverarbeitenden Produktionsschritte werden einzeln aufgeführt. Somit wird der Faktor e_p aufgeteilt in e_z , die Emissionen der Zwischenverarbeitung und e_{ep} , die Emissionen der Endproduktion. Hierbei gilt, dass die Summe der Faktoren e_z und e_{ep} den ursprünglichen Faktor e_p ergibt: $e_p = e_z + e_{ep}$. Da der Vertrieb im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet wird, sind die Emissionen hierfür 0 und der Faktor e_{td} wird in den Faktor e_t umdefiniert, der lediglich die für den Transport anfallenden Emissionen berücksichtigt. Die Transportemissionen setzen sich dabei aus den Emissionen für den Landtransport e_{tl} und den Seetransport e_{ts} zusammen: $e_t = e_{tl} + e_{ts}$. Die Emissionen für den Biokraftstoffverbrauch e_u werden per gesetzlicher Definition mit 0 bewertet [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Alle Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten basieren auf Rest- und Abfallprodukten, die nicht aus der landwirtschaftlichen Produktion stammen. Dementsprechend entfällt der Faktor e_{sca} . Bei den Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten wird keine Kohlendioxid-Abscheidung vorgenommen. Aus diesem Grund gilt $e_{ccs} = 0$ und $e_{ccr} = 0$. Unter Berücksichtigung der beschriebenen Anpassungen erfolgt die Berechnung der THG-Emissionen für die Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten nach der Formel (2.3).

$$E_{WSKB} = e_z + e_{ep} + e_{tl} + e_{ts} - e_{ee} \quad (2.3)$$

Darin sind

- E_{WSKB} = Gesamtemissionen der Biokraftstoff-Wertschöpfungskette,
- e_z = Emissionen der Zwischenverarbeitung,
- e_{ep} = Emissionen der Endproduktion,
- e_{tl} = Emissionen des Landtransportes,
- e_{ts} = Emissionen des Seetransportes,
- e_{ee} = Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus KWK.

Zur Berechnung der THG-Emissionen für die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion müssen ebenso einige Anpassungen vorgenommen werden, die nicht mit den Anpassungen für die Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten identisch sind. Da die Rohstoffproduktion für fossilen Kraftstoff nicht auf landwirtschaftlichen Erzeugnissen basiert, sind die Faktoren e_l und e_{sca} zu vernachlässigen. Der Faktor e_{td} wird, wie für die Biokraftstoff-Wertschöpfungsketten, in die Faktoren e_{tl} und e_{ts} aufgeteilt. Da keine Kohlendioxid-Abscheidung stattfindet, sind die Faktoren e_{ccs} und e_{ccr} nicht zu berücksichtigen. Bei der fossilen Kraftstoffproduktion entsteht keine Elektrizität durch KWK, somit ist $e_{ee} = 0$. Im Gegensatz zu den biogenen Wertschöpfungsketten werden bei der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion per

gesetzlicher Definition die Emissionen der Kraftstoffnutzung e_u in der THG-Bilanz berücksichtigt [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Anhand der beschriebenen Anpassungen der Formel (2.2) werden die THG-Emissionen der fossilen Kraftstoffproduktion anhand der Formel (2.4) berechnet.

$$E_{WSKf} = e_{ec} + e_p + e_{tl} + e_{ts} + e_u \quad (2.4)$$

Darin sind

- E_{WSKf} = Gesamtemissionen der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion,
- e_{ec} = Emissionen der Rohstoffförderung,
- e_p = Emissionen der Verarbeitung,
- e_{tl} = Emissionen des Landtransportes,
- e_{ts} = Emissionen des Seetransportes,
- e_u = Emissionen des Kraftstoffverbrauches.

2.5.3 Energetischer Vergleich: Energiebilanz

Neben der ökonomischen und ökologischen Bewertung werden die Wertschöpfungsketten in einem dritten Schritt anhand ihrer Energiebilanz bewertet, d.h. anhand des Aufwands an Primärenergie im Verhältnis zur produzierten Nutzenergie. Dies erfolgt anhand des so genannten *ERoEI*-Faktors (Energie Returned over Energy Invested) und beziffert das Verhältnis von gewonnener Energie zu eingesetzter Energie. Der *ERoEI*-Faktor ist ein dimensionsloses Maß der Energieeffizienz. Er gibt an, wie viele Energieeinheiten eine Wertschöpfungskette produziert, wenn eine Energieeinheit eingetragen wird. Eine Wertschöpfungskette mit einem *ERoEI*-Faktor von beispielsweise 0,4195 erzeugt pro aufgewendeter Einheit Energie Kraftstoff mit einem Energiegehalt von 0,4195 Energieeinheiten. Der *ERoEI*-Faktor kann auch als prozentuales Maß der Energieeffizienz interpretiert werden, d.h. die beschriebene Wertschöpfungskette hat eine Energieeffizienz von 41,95 %. Eine Energiequelle wie fossiler Kraftstoff oder Biokraftstoff ist dabei umso effizienter, je größer der *ERoEI*-Faktor ist. Als Aufwand von Primärenergie wird der Energieverbrauch zur Gewinnung und Bereitstellung der produzierten Nutzenergie bezeichnet. Der *ERoEI*-Faktor ergibt sich aus der Formel (2.5) [ÖKO-INSTITUT, 2010; VDI, 1997].

$$ERoEI_{WSK} = \frac{ER_{WSK}}{EI_{WSK}} \quad (2.5)$$

Darin sind

$ERoEI_{WSK}$ = Energieeffizienz (Energiebilanz) einer Wertschöpfungskette,

ER_{WSK} = Gewonnene Energie einer Wertschöpfungskette,

EI_{WSK} = Energieeintrag einer Wertschöpfungskette.

Zur Berechnung des $ERoEI$ -Faktors für die in dieser Arbeit untersuchten Wertschöpfungsketten wird die Formel (2.5) angepasst. Für alle Wertschöpfungsketten ist die gewonnene Energiemenge mit 21,55 PJ gleich. Dementsprechend ist $ER_{WSK} = 21,55$ PJ. Zur Ermittlung des Energieeintrags wird der Kumulierte Energieaufwand (KEA) der Wertschöpfungsschritte addiert. Im Gegensatz zu dem ebenfalls in GEMIS enthaltenen Kumulierten Energieverbrauch beschreibt der KEA die Energiemenge, die für Herstellung, Transport, Lagerung, Verkauf und Entsorgung eines Produktes oder einer Dienstleistung benötigt wird, inklusive der dafür benötigten stofflichen Energieaufwände. Die stofflichen Energieaufwände werden bei der Berechnung des Kumulierten Energieverbrauches nicht berücksichtigt. Im KEA sind demnach die Energieaufwände zur Produktion der Vorprodukte, zur Rohstoffherstellung und aller Produktionsprozesse enthalten. Zudem wird der Energiebedarf für die Herstellung der eingesetzten Maschinen und Infrastruktureinrichtungen integriert. Somit ist der KEA die ganzheitlichere Bewertungsmethode und deshalb dem Kumulierten Energieverbrauch vorzuziehen. Der Energieaufwand einer Wertschöpfungskette EI_{WSK} wird mit Hilfe der Formel (2.6) berechnet.

$$EI_{WSK} = KEA_{ec} + KEA_z + KEA_{tl} + KEA_{ts} + KEA_p - KEA_{ee} \quad (2.6)$$

Darin sind

EI_{WSK} = Energieeintrag einer Wertschöpfungskette,

KEA_{ec} = Energieaufwand der Rohstoffherstellung oder -beschaffung,

KEA_z = Energieaufwand der Zwischenverarbeitung,

KEA_{tl} = Energieaufwand des Landtransportes,

KEA_{ts} = Energieaufwand des Seetransportes,

KEA_p = Energieaufwand des Produktionsprozesses,

KEA_{ee} = Energieproduktion durch überschüssige Elektrizität aus KWK.

Durch Einsetzen der Formel (2.6) in die Formel (2.5) ergibt sich zur Berechnung des $ERoEI$ -Faktors einer Wertschöpfungskette die Formel (2.7). Die Wertschöpfungskette mit dem höchsten $ERoEI$ -Faktor ist die energetisch beste Alternative.

$$ERoEI_{WSK} = \frac{21,55PJ}{KEA_{ec} + KEA_z + KEA_{tl} + KEA_{ts} + KEA_p - KEA_{ee}} \quad (2.7)$$

Darin sind

PJ = Petajoule.

2.5.4 Sensitivitätsanalysen

Unsichere Erwartungen manifestieren sich darin, dass die Einflussgrößen eines Entscheidungsproblems nicht als dauerhaft gegeben angenommen werden können. Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse soll durch Variation einzelner Einflussgrößen, während alle anderen Einflussfaktoren konstant bleiben, überprüft werden, wie empfindlich die Zielgröße auf die Änderung der ursprünglich als fix angenommenen Parameter reagiert. Somit lässt sich erkennen, wie sich der Zielfunktionswert durch die Variation von Inputgrößen verändert und welche Werte die Inputgrößen (kritischer Wert) annehmen dürfen, um bestimmte Zielfunktionswerte zu erreichen bzw. ab wann die Vorteilhaftigkeit einer Entscheidungsalternative nicht mehr gegeben ist. Gleichzeitig lässt sich die Reagibilität der Zielgröße auf prozentuale Veränderung der Einflussgrößen ermitteln. Bei der Variation der Einflussgrößen wird dabei angenommen, dass diese in der Realität voneinander unabhängig sind, d.h. keine Kausalitäten beachtet werden müssen. Somit wird bei Sensitivitätsanalysen, unter der Annahme *ceteris paribus*, immer nur ein Parameter verändert. [EWERT/WAGENHOFER, 2003].

In dieser Arbeit soll untersucht werden wie stark sich Kostenänderungen auf den Zielfunktionswert, d.h. die Gesamtkosten der einzelnen Wertschöpfungsketten, auswirken. In Anlehnung an die Haupteinflussgrößen der fossilen Kraftstoffproduktion wird dazu die Annahme getroffen, dass Ölpreisschwankungen und die Kosten für CO₂-Zertifikate wesentliche Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten haben können. Somit soll überprüft werden, ob bei steigendem Ölpreis oder steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate die ursprünglich errechneten Kostenverhältnisse zwischen den Wertschöpfungsketten konstant bleiben, oder ob sich ab einem spezifischen Ölpreis bzw. spezifischen Preis für CO₂-Zertifikate die Kostenverhältnisse ändern. Annahm gemäß bleibt bei der Variation des Ölpreises der CO₂-Zertifikatpreis konstant, dies gilt analog für die Variation des CO₂-Zertifikatpreises. Für jede biogene Wertschöpfungskette kann so gezeigt werden, ab welchem Öl- bzw. CO₂-Zertifikatpreis sich die Kosten der fossilen Kraftstoffproduktion so weit erhöhen, dass diese den Kosten der biogenen Kraftstoffproduktion entsprechen. Die Ermittlung der Äquivalenzpreise erfolgt in zwei Schritten. Zuerst wird für jede Wertschöpfungskette eine individuelle Formel zur

Berechnung der Gesamtkosten in Abhängigkeit vom Ölpreis bzw. CO₂-Zertifikatpreis aufgestellt. Danach wird die Formel jeder biogenen Wertschöpfungskette mit der Formel der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion gleichgesetzt und der Äquivalenzpreis berechnet. Die Formel (2.8) zeigt die generische Berechnung der Gesamtkosten in Abhängigkeit vom Ölpreis bzw. CO₂-Zertifikatpreis.

$$K_{WSK}(x) = K_G + ax \quad (2.8)$$

Darin sind

- K_{WSK} = Gesamtkosten einer Wertschöpfungskette,
- K_G = Gesamtkosten der Wertschöpfungskette bei einem Ölpreis von 77,40 \$ bbl⁻¹ und einem CO₂-Zertifikatpreis von 0 € GJ⁻¹,
- a = Änderungsfaktor pro \$ Ölpreis bzw. pro € CO₂-Zertifikatpreis,
- x = Ölpreis in \$ bbl⁻¹ oder CO₂-Zertifikatpreis in € Mg⁻¹.

Der Faktor K_G ergibt sich aus der Gesamtkostenberechnung für jede Wertschöpfungskette mit der in Abschnitt 2.5.1 vorgestellten Formel (2.1). Dabei wurden die Gesamtkosten mit dem in den Annahmen festgelegten Ölpreis von 77,40 \$ bbl⁻¹ (9,46 € GJ⁻¹) und einem CO₂-Zertifikatpreis von 0 € Mg_{CO₂}⁻¹ ermittelt.⁷

Der Faktor a gibt an, um wie viele Millionen € sich die Gesamtkosten einer Wertschöpfungskette ändern, wenn der Ölpreis um 1 \$ bzw. der CO₂-Zertifikatpreis um einen 1 € steigt. Dabei unterscheidet sich die Berechnung der Ölpreissensitivität von der Berechnung der Sensitivität auf den Preis von CO₂-Zertifikaten.

Der Erdölpreis beeinflusst alle Wertschöpfungsketten. Insbesondere ist der auf Erdöl basierende Produktionsprozess von fossilem Kraftstoff von Schwankungen des Ölpreises betroffen. Auch die biogenen Wertschöpfungsketten werden von Ölpreisschwankungen beeinflusst. Diese haben insbesondere einen Einfluss auf die Transport- und Zwischenproduktionskosten.

Um die Auswirkung von Ölpreisschwankungen auf die einzelnen Wertschöpfungsketten zu bestimmen, werden mit Hilfe von GEMIS mehrere Simulationen erstellt. Für alle in den Wertschöpfungsketten eingesetzten erdölbasierten Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (Öle, Kraftstoffe, Kunststoffe, Energie, etc.) werden fünf neue Versionen, so genannte

⁷ Vgl. hierzu Abschnitt 2.2.

Instanzen, in GEMIS angelegt, deren Kosten derart angepasst werden, dass sie einer Ölpreissteigerung von 1 \$ bbl⁻¹, 2 \$ bbl⁻¹, 5 \$ bbl⁻¹, 10 \$ bbl⁻¹ und 20 \$ bbl⁻¹ entsprechen. Analog hierzu wird für jeden Wertschöpfungsschritt, der von den angepassten erdölbasierten Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen abhängig ist, fünf neue Instanzen in GEMIS angelegt. Diese angepassten Wertschöpfungsschritte werden für jede Wertschöpfungskette zu Szenarien zusammengefügt, so dass je ein Szenario für eine Ölpreissteigerung von 1 \$ bbl⁻¹, 2 \$ bbl⁻¹, 5 \$ bbl⁻¹, 10 \$ bbl⁻¹ und 20 \$ bbl⁻¹ erzeugt wird. Mit Formel (2.8) wird für jede Wertschöpfungskette eine individuelle Gleichung zur Berechnung der Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Ölpreisentwicklung aufgestellt. Die Gleichungen sind in Anhang 1 abgebildet.

Zur Erfüllung der Ziele des Kioto-Protokolls wurde in Europa im Jahr 2005 der Handel mit CO₂-Zertifikaten eingeführt, der so genannte Emissionshandel. Ab dem Jahr 2013 wird der Emissionshandel für die meisten Industrien verpflichtend und schließt neben CO₂ auch die übrigen Treibhausgase mit ein. Ab 2013 findet keine freie Zuteilung der Zertifikate mehr statt, sondern diese müssen dann über den Börsenhandel gekauft werden [TEHG, 2007; EURL, 2009]. Die durch den Emissionshandel entstehenden Kosten betreffen alle Wertschöpfungsketten, jedoch in unterschiedlichem Maße. Für die im Folgenden beschriebene Ermittlung des Faktors a wird davon ausgegangen, dass für sämtliche Emissionen Zertifikate am freien Markt erworben werden müssen und sich die Zertifikate auf alle Treibhausgase, umgerechnet in CO₂-Äquivalente, beziehen.

Die Abhängigkeit der Gesamtkosten einer Wertschöpfungskette vom CO₂-Zertifikatpreis korreliert direkt mit der ausgestoßenen Menge an Treibhausgasen. Der Preis eines Emissionszertifikates berechnet sich in € Mg_{CO₂}⁻¹. Somit steigen die Gesamtkosten einer Wertschöpfungskette je 1 € CO₂-Zertifikatpreissteigerung um die von dieser Wertschöpfungskette ausgestoßenen Mg CO₂-Äquivalente. Der Faktor a ergibt sich somit aus den ausgestoßenen Mg CO₂-Äquivalente einer Wertschöpfungskette. Mit der Formel (2.8) kann für jede Wertschöpfungskette eine Gleichung zur Berechnung der Gesamtkosten in Abhängigkeit des CO₂-Zertifikatpreises aufgestellt werden. Die Gleichungen sind Anhang 2 zu entnehmen.

Mit Hilfe der hergeleiteten Formeln zur Berechnung der Gesamtkosten in Abhängigkeit vom Öl- bzw. CO₂-Zertifikatpreis kann für jede BtL-Wertschöpfungskette der Äquivalenzpreis zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion ermittelt werden. Der Äquivalenzpreis sagt aus, wie hoch der Öl- bzw. CO₂-Zertifikatpreis sein muss, damit eine BtL-Wertschöpfungskette die gleichen Gesamtkosten wie die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion hat. Ermittelt wird der Äquivalenzpreis durch Gleichsetzen der auf Formel (2.8) basierenden Gleichung einer BtL-Wertschöpfungskette mit der Gleichung für die Wertschöpfungskette der fossilen

Kraftstoffproduktion. Beim Ölpreis ist zu beachten, dass die Anpassungshöhe des Ölpreises berechnet wird und erst in einem zweiten Rechenschritt der Äquivalenzölpreis. Die Anpassungshöhe des Ölpreises zeigt, um wie viel der Ölpreis über dem Basisölpreis in Höhe von $77,40 \text{ \$ bbl}^{-1}$ liegen muss, beispielsweise $10 \text{ \$ bbl}^{-1}$. Durch die Addition der Anpassungshöhe des Ölpreises mit dem angenommenen Basisölpreis von $77,40 \text{ \$ bbl}^{-1}$ erhält man den Äquivalenzölpreis, hier beispielsweise $87,40 \text{ \$ bbl}^{-1}$.

3 Ergebnis

Nach der Vorstellung der Datengrundlage in Kapitel 2 wird diese in den folgenden Abschnitten analysiert. Zunächst werden die Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände aller Wertschöpfungsketten miteinander verglichen und die jeweils optimale Wertschöpfungskette identifiziert. Darauf aufbauend werden die Auswirkungen eines steigenden Ölpreises und steigender Preise für CO₂-Zertifikate herausgearbeitet. Es soll gezeigt werden, ab welchem Öl- bzw. CO₂-Zertifikatpreis Kostenäquivalenz zwischen der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion und den in dieser Arbeit vorgestellten biogenen Wertschöpfungsketten erreicht wird. Abschließend werden die zentralen Ergebnisse zusammengefasst.

3.1 Kostenvergleichsrechnung

Die Berechnung der Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten erfolgt anhand der in Abschnitt 2.4 vorgestellten variablen Kosten, fixen Kosten und KWK-Gutschriften für jeden Wertschöpfungsschritt und der in Abschnitt 2.5.1 gezeigten Formel (2.1). Die Wertschöpfungsketten sind in der folgenden Tabelle 3.1 nach den Gesamtkosten aufsteigend angeordnet, so dass die ökonomisch vorteilhafteste Wertschöpfungskette an erster Stelle steht. Zudem werden die Kosten pro dm³ Kraftstoff und die Kostenabweichung zu der ökonomisch vorteilhaftesten Wertschöpfungskette in Prozent angegeben.

Tabelle 3.1: Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten (WSK)

WSK	<i>Fix- kosten</i>	<i>Variable Kosten</i>	<i>Kraft-Wärme- Kopplungs- Gutschriften</i>	<i>Gesamt- kosten</i>	<i>Kosten pro dm³</i>	<i>Kosten- abweichung zu WSK8</i>
	<i>[Mio. €]</i>	<i>[Mio. €]</i>	<i>[Mio. €]</i>	<i>[Mio. €]</i>	<i>[€]</i>	<i>[%]</i>
WSK8	36,11	255,55	0,00	291,66	0,48	0,00
WSK7	98,87	364,25	-108,47	354,65	0,56	21,60
WSK2	158,80	327,17	-108,47	377,50	0,60	29,43
WSK6	207,36	294,66	-108,47	393,55	0,63	34,94
WSK5	107,95	420,03	-108,47	419,52	0,67	43,84
WSK1	168,57	413,67	-108,47	473,78	0,75	62,44
WSK4	257,41	736,32	-464,87	528,86	0,84	81,33
WSK3	272,67	767,80	-464,87	575,60	0,92	97,36

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Die Wertschöpfungskette 8 zur Produktion von fossilem Dieselkraftstoff mit Gesamtkosten von 291,66 Mio. € ist die ökonomisch vorteilhafteste Alternative. Aufgrund der optimierten Logistik- und Produktionsprozesse der fossilen Kraftstoffproduktion war dieses Ergebnis zu erwarten.

Die Gesamtkosten der BtL-Wertschöpfungsketten sind um bis zu 97 % höher als die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion. Die ökonomisch beste BtL-Wertschöpfungskette ist die Wertschöpfungskette 7, d.h. die Produktion von BtL mit dem Carbo-V[®]-Verfahren bei Einbringung von Holzhackschnitzeln aus dem Baltikum, mit Gesamtkosten von 354,65 Mio. €. Die ökonomisch schlechteste BtL-Wertschöpfungskette ist die Wertschöpfungskette 3, bei der der Kraftstoff mit dem bioliq[®]-Verfahren in Deutschland auf Basis von EFB-Pellets aus Malaysia produziert wird, mit Gesamtkosten von 575,60 Mio. €.

Um Aussagen über die sehr unterschiedlich ausfallenden Gesamtkosten der BtL-Wertschöpfungsketten treffen zu können, wird im Folgenden die Kostenstruktur der BtL-Wertschöpfungsketten näher betrachtet. Tabelle 3.2 gibt einen Überblick über die Herkunft der Gesamtkosten der BtL-Wertschöpfungsketten, wobei die folgenden Kostenarten berücksichtigt werden:

- Rohstoffkosten (K_r),
- Landtransportkosten (K_{tl}),
- Kosten der Zwischenverarbeitung (K_z),
- Seetransportkosten (K_{ts}),
- BtL-Produktionskosten (K_p),
- Gutschriften für eingespeisten KWK-Strom (GS_{KWK}),
- BtL-Produktionskosten bereinigt um KWK-Gutschriften ($K_{pKWK} = K_p - GS_{KWK}$),
- Gesamtkosten (K_G).

Die Kosten jedes Wertschöpfungsschrittes der biogenen Wertschöpfungsketten werden in GEMIS berechnet. Da die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion eine andere Kostenstruktur aufweist und somit die Vergleichbarkeit mit der Kostenstruktur der BtL-Wertschöpfungsketten nicht gegeben ist, wird diese nicht in Tabelle 3.2 aufgenommen. Die Wertschöpfungsketten sind aufsteigend nach den Gesamtkosten geordnet.

Tabelle 3.2: Vergleich der Rohstoffkosten (K_r), der Landtransportkosten (K_{tl}), der Kosten der Zwischenverarbeitung (K_z), der Seetransportkosten (K_{ts}), der Biomass-to-Liquid-Produktionskosten (K_p), der Gutschriften für eingespeisten Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom (GS_{KWK}), der Biomass-to-Liquid-Produktionskosten bereinigt um Kraft-Wärme-Kopplungs-Gutschriften (K_{pKWK}) und der Gesamtkosten (K_G) der Biomass-to-Liquid-Wertschöpfungsketten (WSK)

<i>WSK</i>	K_r	K_{tl}	K_z	K_{ts}	K_p	GS_{KWK}	K_{pKWK}	K_G
	<i>[Mio. €]</i>							
WSK7	79,40	22,93	95,10	5,76	259,92	-108,47	151,46	354,65
WSK2	121,80	16,14	84,24	19,87	243,92	-108,47	135,46	377,50
WSK6	46,00	20,73	118,74	51,81	264,74	-108,47	156,27	393,55
WSK5	112,22	7,53	25,50	121,51	261,23	-108,47	152,76	419,52
WSK1	121,80	16,14	84,24	95,47	264,59	-108,47	156,13	473,78
WSK4	150,37	2,13	145,07	19,87	676,29	-464,87	211,42	528,86
WSK3	150,37	2,13	145,07	32,78	710,12	-464,87	245,25	575,60

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

In den folgenden Abschnitten werden die grundsätzlichen Beobachtungen vorgestellt und anschließend der Einfluss der Rohstoffkosten, der Zwischenproduktionskosten und der Seetransportkosten erläutert.

Aus Tabelle 3.2 werden vor allem die Unterschiede zwischen den BtL-Wertschöpfungsketten mit dem Carbo-V[®]-Verfahren (Wertschöpfungsketten 1, 2, 5, 6 und 7) und den BtL-Wertschöpfungsketten mit dem bioliq[®]-Verfahren (Wertschöpfungsketten 3 und 4) deutlich. Mit Ausnahme der Seetransportkosten weichen die Kosten der zwei Produktionsverfahren bei allen Wertschöpfungsschritten signifikant voneinander ab. Die auf dem bioliq[®]-Verfahren basierenden Wertschöpfungsketten haben 12 % bis 62 % höhere Gesamtkosten als die Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren. Die Gründe hierfür sind die 26 % bis 45 % höheren Kraftstoffproduktionskosten, die 18 % bis 82 % höheren Zwischenproduktionskosten und die 19 % bis 69 % höheren Rohstoffkosten. Die unbereinigten Produktionskosten K_p der Wertschöpfungsketten mit bioliq[®]-Verfahren sind 2,55- bis 2,91-mal so hoch wie die unbereinigten Produktionskosten der Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren. Da mit dem bioliq[®]-Verfahren jedoch mehr als das Vierfache an KWK-Strom erzeugt wird als mit dem Carbo-V[®]-Verfahren, fallen die KWK-Gutschriften entsprechend höher aus. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass auch eine Produktionsverlagerung in das Ursprungsland des Rohstoffes die Kostennachteile des bioliq[®]-Verfahrens nicht kompensieren kann, da die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 4 mit bioliq[®]-Verfahren in Malaysia über denen der Wertschöpfungskette 1 mit Carbo-V[®]-Verfahren in Deutschland liegen. Die unterschiedliche Kostenstruktur resultiert aus den konzeptionellen Unterschieden der beiden Produktionsverfahren.⁸

Die Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion im Ursprungsland des Rohstoffes (Wertschöpfungsketten 2 und 4) weisen 8 % bzw. 20 % geringere Gesamtkosten auf als die Wertschöpfungskette 1 und die Wertschöpfungskette 3, wobei die BtL-Produktion mit dem gleichen Rohstoff, nämlich EFB-Pellets, und den jeweils gleichen Produktionsverfahren (Carbo-V[®]-Verfahren bei Wertschöpfungskette 1 und 2 und bioliq[®]-Verfahren bei Wertschöpfungskette 3 und 4) erfolgt. Die niedrigen Gesamtkosten lassen sich zu einem Großteil durch die signifikant niedrigeren Seetransportkosten erklären, die 39 % bzw. 79 % geringer sind als bei den Vergleichswertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion in Deutschland. Im Fall der Wertschöpfungskette 2 ist der Transport des BtL-Kraftstoffes aufgrund der sehr viel höheren Dichte des zu transportierenden Gutes weniger kostenintensiv als der Transport von EFB-Pellets. Dies gilt analog für die Wertschöpfungskette 4, da die Seetransportkosten für BtL-Kraftstoff aufgrund der geringeren Menge des zu transportierenden Gutes deutlich niedriger ausfallen als für den Transport des Zwischenproduktes Slurry. Gleichzeitig sind die Produktionskosten

⁸ Für eine detaillierte Diskussion siehe Abschnitt 4.4.

um 13 % bzw. 14 % niedriger, da die im Vergleich zu Deutschland ca. 20 % niedrigeren Personal- und Investitionskosten in Malaysia einen positiven Effekt auf die Kraftstoffproduktionskosten haben.

Die Produktionskosten des Carbo-V[®]-Verfahrens der Wertschöpfungsketten 1, 5, 6 und 7 befinden sich auf einem Niveau. Dementsprechend werden die Produktionskosten von der Art der eingesetzten Biomasse kaum beeinflusst. Die Rohstoffkosten für holzbasierete Rohstoffe (Wertschöpfungsketten 6 und 7) liegen bis zu 69 % unter den Rohstoffkosten für ostasiatische Biomasse (Wertschöpfungsketten 1, 2, 3, 4, 5).

Die Seetransportkosten der Wertschöpfungsketten mit Rohstoffen aus Ostasien und Kraftstoffproduktion in Deutschland (Wertschöpfungsketten 1, 3 und 5) sind am höchsten und belaufen sich auf das bis zu Zwanzigfache der Seetransportkosten der Vergleichswertschöpfungsketten. Am niedrigsten sind die Seetransportkosten für Rohstoffe aus dem Baltikum, die aufgrund der sehr kurzen Transportdistanz zwischen dem Baltikum und Brake 71 % bis 95 % unter den Seetransportkosten der Vergleichswertschöpfungsketten liegen.

Die Kosten der Zwischenproduktion der Wertschöpfungskette 5, bei der die Kraftstoffproduktion mit dem Carbo-V[®]-Verfahren erfolgt und chinesische GRH als Rohstoff eingesetzt werden, sind um 70 % bis 82 % niedriger als bei den anderen BtL-Wertschöpfungsketten. Die Gründe hierfür sind das einfache und damit wenig kostenintensive Veredelungsverfahren (Mahlen) und die vergleichsweise niedrigen Personal- und Energiekosten in China. Im Gegensatz dazu sind wegen der hohen Personal- und Energiekosten sowie der strengen Umweltstandards die Kosten der Zwischenproduktion für kanadische Holzpellets am höchsten und liegen um 20 % bis 79 % über denen der biogenen Vergleichswertschöpfungsketten.

Die wesentlichen Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Das Carbo-V[®]-Verfahren hat einen Kostenvorteil gegenüber dem bioliq[®]-Verfahren.
- Wird das Carbo-V[®]-Verfahren angewendet ist die Produktion im Ursprungsland weniger kostenintensiv.
- Die Gesamtkosten hängen von dem eingesetzten Rohstoff ab, wobei holzartige Rohstoffe Kostenvorteile aufweisen.

3.2 Treibhausgasbilanz

Die Treibhausgasbilanzen der Wertschöpfungsketten basieren auf den im Abschnitt 2.4 angegebenen Emissionswerten und den in Abschnitt 2.5.2 vorgestellten Formeln (2.3) und (2.4). In Tabelle 3.3 sind für alle Wertschöpfungsketten die folgenden Werte abgebildet:

- Emissionen der Zwischenverarbeitung (e_z) bzw. Emissionen der Rohstoffförderung (e_{ec}) für die Wertschöpfungskette 8,
- Emissionen der biogenen Kraftstoffproduktion (e_{ep}) bzw. Emissionen der fossilen Kraftstoffproduktion (e_p) für die Wertschöpfungskette 8,
- Emissionen des Landtransportes (e_{tl}),
- Emissionen des Seetransportes (e_{ts}),
- Gutschriften für die Einspeisung von KWK-Strom (e_{ee}) bzw. die Emissionen des Kraftstoffverbrauches der Wertschöpfungskette 8 (e_u)⁹,
- Gesamtemissionen der Wertschöpfungsketten (E_{WSK}),
- Treibhausgasminderungspotenzial (TMP) der BtL-Wertschöpfungsketten im Vergleich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion.

Die Tabelle 3.3 ist aufsteigend nach den Gesamtemissionen geordnet.

⁹ Zur Einbeziehung der Emissionen des Kraftstoffverbrauches für die Erstellung von THG-Bilanzen fossiler Wertschöpfungsketten siehe Abschnitte 2.4.6 und 2.5.2.

Tabelle 3.3: Zusammenfassung der Gesamtemissionen (E_{WSK}) sowie der Emissionen der Zwischenverarbeitung (e_z) bzw. Emissionen der Rohstoffförderung (e_{ec}), der Emissionen der Kraftstoffproduktion (e_{ep} bzw. e_p), der Emissionen des Landtransportes (e_{il}), der Emissionen des Seetransportes (e_{ts}), der Gutschriften für die Einspeisung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom (e_{ee}) bzw. die Emissionen des Kraftstoffverbrauches (e_u) aller Wertschöpfungsketten (WSK) und des Treibhausgasminderungspotenzials (TMP) der biogenen Wertschöpfungsketten im Vergleich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion

WSK	e_z bzw. e_{ec}	e_{ep} bzw. e_p	e_{il}	e_{ts}	e_{ee} bzw. e_u	E_{WSK}	TMP
	[Gg CO _{2äq}]						[%]
WSK3	72,32	3.798,65	51,54	247,07	-3.923,21	246,37	96,93
WSK4	72,32	3.911,70	51,54	149,75	-3.923,21	262,10	96,74
WSK7	177,58	959,85	98,28	39,70	-915,40	360,01	95,52
WSK6	49,83	980,49	91,92	357,17	-915,40	564,02	92,98
WSK2	337,09	1.140,85	390,46	149,75	-915,40	1.102,76	86,28
WSK5	337,24	958,61	182,11	837,66	-915,40	1.400,22	82,58
WSK1	337,09	958,60	390,46	658,16	-915,40	1.428,93	82,22
WSK8	60,22	6.119,60	64,42	141,51	1.651,98	8.037,74	0,00

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Anhand der Daten in Tabelle 3.3 werden im Folgenden die Emissionen der Wertschöpfungsketten analysiert. Hierzu werden zunächst die allgemeinen aus der Tabelle ableitbaren Zusammenhänge für die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion und die biogenen Wertschöpfungsketten beschrieben. Anschließend werden die biogenen Wertschöpfungsketten anhand ihrer Gesamtemissionen in drei Gruppen aufgeteilt und die wichtigsten Emissionstreiber identifiziert.

Die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion in Höhe von 8.037,74 Gg CO_{2äq} sind signifikant höher als die Emissionen der BtL-Wertschöpfungsketten. Dies wird insbesondere durch die Emissionen der Produktion und durch den Kraftstoffverbrauch selbst verursacht. Die Emissionen der Logistikkette und der Rohstoffgewinnung weichen demgegenüber nicht wesentlich von denen der BtL-Wertschöpfungsketten ab.

Alle BtL-Wertschöpfungsketten erfüllen das gesetzlich vorgegebene Treibhausgasminderungspotenzial für Biokraftstoffe von 35 % im Vergleich zu dem substituierten fossilen Kraftstoff [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Allerdings erfüllen nur drei der sieben biogenen Wertschöpfungsketten, nämlich die Wertschöpfungsketten 3, 4 und

7, den Standardwert der EU für das Treibhausgasminderungspotenzial von BtL-Kraftstoff aus Reststoffen von 95 % [RED, 2009].

Die KWK-Gutschriften haben den größten Einfluss auf die Gesamtemissionen der biogenen Wertschöpfungsketten. So haben die BtL-Wertschöpfungsketten auf Basis des bioliq[®]-Verfahrens (Wertschöpfungsketten 3 und 4) zwar die höchsten Emissionen des Produktionsprozesses, durch die hohen KWK-Vergütungen werden diese jedoch nicht nur gemindert sondern überkompensiert. Die THG-Emissionen der BtL-Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren unterscheiden sich nicht wesentlich voneinander.

Anhand ihrer THG-Emissionen lassen sich die BtL-Wertschöpfungsketten in drei Gruppen einteilen. Die erste Gruppe mit den niedrigsten Emissionen bilden die Wertschöpfungsketten mit bioliq[®]-Verfahren (Wertschöpfungsketten 3 und 4) mit Gesamtemissionen von 246,37 bzw. 262,10 Gg CO_{2äq}. Die zweite Gruppe besteht aus den Wertschöpfungsketten 7 und 6, deren THG-Emissionen 360,01 Gg CO_{2äq} bzw. 564,02 Gg CO_{2äq} betragen. Die Gruppe mit den höchsten THG-Emissionen aller BtL-Wertschöpfungsketten bilden die Wertschöpfungsketten 2, 5 und 1 mit Ausstößen zwischen 1.102,76 Gg CO_{2äq} und 1.428,93 Gg CO_{2äq}, die Rohstoffe aus Ostasien in den Produktionsprozess einbringen. Diese Gruppen werden im Folgenden kurz beschrieben.

Die wenigsten THG-Emissionen werden durch die BtL-Produktion mit bioliq[®]-Verfahren verursacht. Die Wertschöpfungsketten 3 und 4 haben ein Treibhausgasminderungspotenzial von knapp 97 % im Vergleich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion und um 27 % bis 83 % geringere Emissionen als die Vergleichswertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren. Dies liegt zum einen an den zuvor beschriebenen hohen Gutschriften für KWK-Strom, da mit dem bioliq[®]-Verfahren ein größerer Stromanteil als mit dem Carbo-V[®]-Verfahren produziert wird. Zum anderen sind die Emissionen des Landtransportes um 20 % bis 87 % niedriger, da der Slurry mit 911 kg m⁻³ die höchste Dichte aller hier betrachteten Zwischenprodukte aufweist und zudem über eine noch höhere Dichte als fossiler Dieselmotorkraftstoff verfügt. Gleichzeitig sind wegen des hohen Energiegehaltes des Slurries in Höhe von 24,69 GJ Mg⁻¹ vergleichsweise geringe Mengen des Zwischenproduktes für die Kraftstoffproduktion erforderlich.

Die Wertschöpfungsketten 6 und 7, bei denen Holz als Rohstoff eingesetzt wird, liegen bezüglich der THG-Emissionen im Mittelfeld der untersuchten BtL-Wertschöpfungsketten. Sie verfügen über ein Treibhausgasminderungspotenzial von 93 % bzw. 96 % im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion, ihre Emissionen sind 27 % bis

56 % höher als die der Wertschöpfungsketten mit dem bioliq[®]-Verfahren (Wertschöpfungsketten 3 und 4) und um 49 % bis 75 % niedriger als die Emissionen der Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren auf Basis ostasiatischer Rohstoffe (Wertschöpfungsketten 1, 2 und 5). Von den Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren emittiert die Wertschöpfungskette 7 die wenigsten Treibhausgase. Dies liegt in den sehr niedrigen Emissionen des Seetransportes begründet, die 72 % bis 95 % unter denen der Vergleichswertschöpfungsketten liegen. Der Vorteil der Wertschöpfungskette 6 liegt in den 17 % bis 85 % geringeren Emissionen der Zwischenverarbeitung aufgrund der schärferen Umweltauflagen in Kanada im Vergleich zu Ostasien oder dem Baltikum.

Die meisten Emissionen aller biogenen Kraftstoffproduktionspfade werden durch die Wertschöpfungsketten auf Basis des Carbo-V[®]-Verfahrens emittiert, die Rohstoffe aus Ostasien in die Produktion einbringen (Wertschöpfungsketten 1, 2 und 5). Deren Emissionen übersteigen um 49 % bis 83 % signifikant die der Vergleichswertschöpfungsketten und verfügen zudem nur über ein Treibhausgasminderungspotenzial von 82 % bis 86 %. Die niedrigen Umweltstandards in Ostasien und ein mit hohen Emissionen belasteter Energiemix führen zu 47 % bis 85 % höheren Emissionen der Zwischenproduktion. Darüber hinaus haben die Wertschöpfungsketten 1 und 5 wegen der großen Entfernung zwischen Fernost und Brake die mit Abstand höchsten Emissionen des Seetransportes. Diese fallen bei der Wertschöpfungskette 2 mit Kraftstoffproduktion in Malaysia deutlich geringer aus, da der fertig produzierte Kraftstoff, der über eine höhere Dichte als der Biomasserohstoff verfügt und deshalb in geringerer Menge anfällt, nach Deutschland verschifft wird.

3.3 Energiebilanz

Der energetische Vergleich der Wertschöpfungsketten erfolgt anhand der in Abschnitt 2.4 vorgestellten Energieaufwände und der in Abschnitt 2.5.3 hergeleiteten Formel (2.7). In Tabelle 3.4 werden für alle Wertschöpfungsketten die folgenden Werte zusammengefasst:

- Energieaufwand der Zwischenverarbeitung der BtL-Wertschöpfungsketten (KEA_z) bzw. der Rohstoffherstellung und -beschaffung bei der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion (KEA_{ec}),
- Energieaufwand des Landtransportes (KEA_{tl}),
- Energieaufwand des Seetransportes (KEA_{ts}),
- Energieaufwand des Produktionsprozesses (KEA_p),
- Energieproduktion durch überschüssige Elektrizität aus KWK (KEA_{ee}),
- Energieaufwand des Produktionsprozesses bereinigt um überschüssige Elektrizität aus KWK ($KEA_{pee} = KEA_p - KEA_{ee}$),
- Energieeintrag der Wertschöpfungskette ($EI_{WSK} = KEA_{z/ec} + KEA_{tl} + KEA_{ts} + KEA_{pee}$),
- $ERoEI$ -Faktor,
- Prozentuale Abweichung des $ERoEI$ -Faktors der biogenen Wertschöpfungsketten im Vergleich zum $ERoEI$ -Faktor der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion.

Die Tabelle 3.4 ist absteigend nach den $ERoEI$ -Faktoren geordnet, so dass die energieeffizienteste Wertschöpfungskette zuerst aufgeführt wird.

Tabelle 3.4: Energieaufwand der Zwischenverarbeitung (KEA_z) bzw. der Rohstoffherstellung und -beschaffung (KEA_{ec}), Energieaufwand des Landtransportes (KEA_{tl}), Energieaufwand des Seetransportes (KEA_{ts}), Energieaufwand des Produktionsprozesses (KEA_p), Energieproduktion durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung (KEA_{ee}), Energieaufwand des Produktionsprozesses bereinigt um die Kraft-Wärme-Kopplungs-Energie (KEA_{pee}), Energieinput (EI_{WSK}) und Energiebilanz ($ERoEI$) aller Wertschöpfungsketten (WSK) sowie die prozentuale Abweichung der Energiebilanz der biogenen Wertschöpfungsketten von der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion

WSK	KEA_z bzw. KEA_{ec}	KEA_{tl}	KEA_{ts}	KEA_p	KEA_{ee}	KEA_{pee}	EI_{WSK}	$ERoEI$	Abwei- chung zu WSK8
	[PJ]								[%]
WSK7	48,95	1,32	0,52	12,82	-12,25	0,58	51,37	0,4195	133,14
WSK6	46,43	1,21	3,52	13,13	-12,25	0,88	52,05	0,4141	130,10
WSK3	56,85	0,68	3,14	50,95	-52,50	-1,55	59,13	0,3645	102,54
WSK2	49,68	5,14	1,91	14,72	-12,25	2,47	59,20	0,3640	102,29
WSK4	56,85	0,68	1,91	52,33	-52,50	-0,17	59,27	0,3636	102,05
WSK5	49,69	2,40	11,01	12,32	-12,25	0,07	63,16	0,3412	89,60
WSK1	49,68	5,14	8,65	12,32	-12,25	0,07	63,54	0,3391	88,46
WSK8	27,15	0,05	1,80	90,75	0,00	90,75	119,76	0,1799	0,00

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖKO-INSTITUT, 2010.

Anhand Tabelle 3.4 werden der Energieaufwand und die Energieeffizienz der Wertschöpfungsketten analysiert. Zunächst werden die allgemeinen Zusammenhänge für die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion und für die BtL-Wertschöpfungsketten dargestellt. Anschließend werden die BtL-Wertschöpfungsketten anhand ihrer Energieeffizienz in drei Gruppen eingeteilt und die wesentlichen Energieaufwandstreiber identifiziert.

Die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion erreicht mit einem $ERoEI$ -Faktor von 0,1799 nur 47 % der durchschnittlichen Energieeffizienz der biogenen Wertschöpfungsketten. Dies ist vor allem dem hohen Energieaufwand der Kraftstoffproduktion geschuldet, der 42 % bis 87 % über dem der biogenen Wertschöpfungsketten liegt. Die Energieeffizienz der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion fällt signifikant niedriger aus als die der biogenen Wertschöpfungsketten, da bei der Herstellung fossilen Dieselmotorkraftstoffes kein KWK-Strom produziert und dementsprechend keine Vergütung für KWK-Strom generiert wird. Der Energieaufwand für den Seetransport des Rohöls entspricht dem Energieaufwand für den Seetransport der

biogenen Zwischenprodukte, während der Energieaufwand für den Landtransport aufgrund des niedrigeren Energiebedarfes des Pipelinetransportes im Vergleich zum LKW geringer ausfällt.

Die Energieeffizienz der biogenen Wertschöpfungsketten ist signifikant höher - nämlich durchschnittlich 111 % - als die Energieeffizienz der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion. Der Energieaufwand der Zwischenproduktion macht mit 79 % bis 96 % den Hauptanteil des Energieaufwandes der biogenen Wertschöpfungsketten aus. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass der Energieaufwand der Zwischenproduktion der BtL-Wertschöpfungsketten nur um maximal 18 % voneinander abweicht.

Aus Tabelle 3.4 lässt sich die signifikante Rolle der KWK-Produktion ablesen. Diese kompensiert den Energieaufwand der biogenen Kraftstoffproduktion. Somit hat der effektive Energieaufwand der Produktion (KEA_{pee}), mit einem Anteil von maximal 4 % an dem Gesamtenergieaufwand der biogenen Wertschöpfungsketten, nur eine untergeordnete Bedeutung. Bei den Wertschöpfungsketten mit BtL-Produktion nach dem bioliq[®]-Verfahren wird so viel KWK-Strom produziert, dass dieser den Energieaufwand der Kraftstoffproduktion sogar überkompensiert und netto Energie produziert wird.

Es lassen sich drei Gruppen von biogenen Wertschöpfungsketten mit vergleichbarer Energieeffizienz identifizieren. Dies sind die Wertschöpfungsketten 6 und 7, die Wertschöpfungsketten 2, 3 und 4 und die Wertschöpfungsketten 1 und 5. Die Gruppe mit der höchsten Energieeffizienz sind die Wertschöpfungsketten auf der Basis des Rohstoffes Holz (Wertschöpfungsketten 6 und 7) mit einer Energieeffizienz von 41 % bzw. 42 %. Ihre Energieeffizienz ist 130 % bzw. 133 % höher als die Energieeffizienz der fossilen Kraftstoffproduktion. Die energieeffizienteste Wertschöpfungskette 7 erzeugt pro aufgewendeter Einheit Energie Kraftstoff mit einem Energiegehalt von 0,4195 Energieeinheiten. Die hohe Energieeffizienz der Wertschöpfungskette 7 ergibt sich aus dem niedrigen Energieaufwand des Seetransportes aufgrund der kurzen Transportdistanz zwischen dem Baltikum und Brake. Die Wertschöpfungskette 6 hat einen *ERoEI-Faktor* von 0,4141. Diese vergleichsweise hohe Energieeffizienz resultiert aus dem niedrigen Energieaufwand der Pelletierung in Kanada, der um 5 % bis 17 % unter dem Energieaufwand der Zwischenproduktion der Vergleichswertschöpfungsketten liegt.

Zur Gruppe der biogenen Wertschöpfungsketten mit mittlerer Energieeffizienz gehören die Wertschöpfungsketten 2, 3 und 4, deren Energieeffizienz bei ungefähr 36 % liegt und die 102 % energieeffizienter sind als die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion. Die Wertschöpfungskette 2 weist über alle Wertschöpfungs-schritte

einen durchschnittlichen Energieaufwand auf, während die Wertschöpfungsketten 3 und 4 Wertschöpfungsschritte mit sehr hohem Energieaufwand durch Wertschöpfungsschritte mit sehr niedrigem Energieaufwand kompensieren. So ist auf der einen Seite der Energieaufwand für den Landtransport der Wertschöpfungsketten 3 und 4 um 44 % bis 87 % niedriger im Vergleich zu den biogenen Vergleichswertschöpfungsketten. Auf der anderen Seite ist der Energieaufwand der Zwischenproduktion um 13 % bis 52 % höher.

Die mit rund 34 % schlechteste Energieeffizienz weisen die BtL-Wertschöpfungsketten 1 und 5 auf, bei denen die Kraftstoffproduktion mit den Rohstoffen EFB und GRH aus Ostasien erfolgt. Der hohe Energieaufwand kommt durch die Land- und Seetransporte von großen Rohstoffmengen mit hohem Volumen zustande. So ist der Energieaufwand für den Wertschöpfungsschritt Landtransport bis zu 87 % und der Energieaufwand für den Wertschöpfungsschritt Seetransport um bis zu 95 % höher als bei den biogenen Vergleichswertschöpfungsketten. Dennoch ist die Energieeffizienz der Wertschöpfungsketten 1 und 5 rund 89 % höher als die der fossilen Kraftstoffproduktion.

3.4 Sensitivitätsanalyse

Im Abschnitt 3.1 konnte gezeigt werden, dass die fossile Kraftstoffproduktion der biogenen Kraftstoffproduktion aus ökonomischen Gesichtspunkten überlegen ist. Werden jedoch zur Bewertung der Vorteilhaftigkeit ökologische und energetische Kriterien herangezogen, zeigt sich, dass die fossile Kraftstoffproduktion der biogenen Kraftstoffproduktion eindeutig unterlegen ist.¹⁰ Demzufolge wären bei einer ökonomischen Äquivalenz der biogenen Wertschöpfungsketten mit der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion die biogenen Wertschöpfungsketten zu bevorzugen. Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse soll im Folgenden untersucht werden, wie sich die exogenen Faktoren Ölpreis und CO₂-Zertifikatpreis verändern müssen, damit die BtL-Wertschöpfungsketten mit der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion kostenäquivalent werden. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse geben einen Hinweis darauf, mit welchen politischen Steuerungsimpulsen die Energiewende im Kraftstoffmarkt mittels BtL effektiv gefördert werden kann.

Die Sensitivitätsanalyse des Erdölpreises erfolgt mit den in Abschnitt 2.5.4 aus Formel (2.8) aufgestellten Gleichungen für jede Wertschöpfungskette. Es wird derjenige Ölpreis berechnet, bei dem die biogenen Wertschöpfungsketten und die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion kostenäquivalent sind. Dafür werden die Gleichungen der biogenen Wertschöpfungsketten jeweils mit der Gleichung der fossilen Kraftstoffproduktion gleichgesetzt. Die Gleichungen sind in Anhang 1 dargestellt. Abbildung 3.1 zeigt den Einfluss eines steigenden Ölpreises auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten und den jeweiligen Äquivalenzölpreis.

¹⁰ gl. hierzu Abschnitte 3.2 und 3.3.

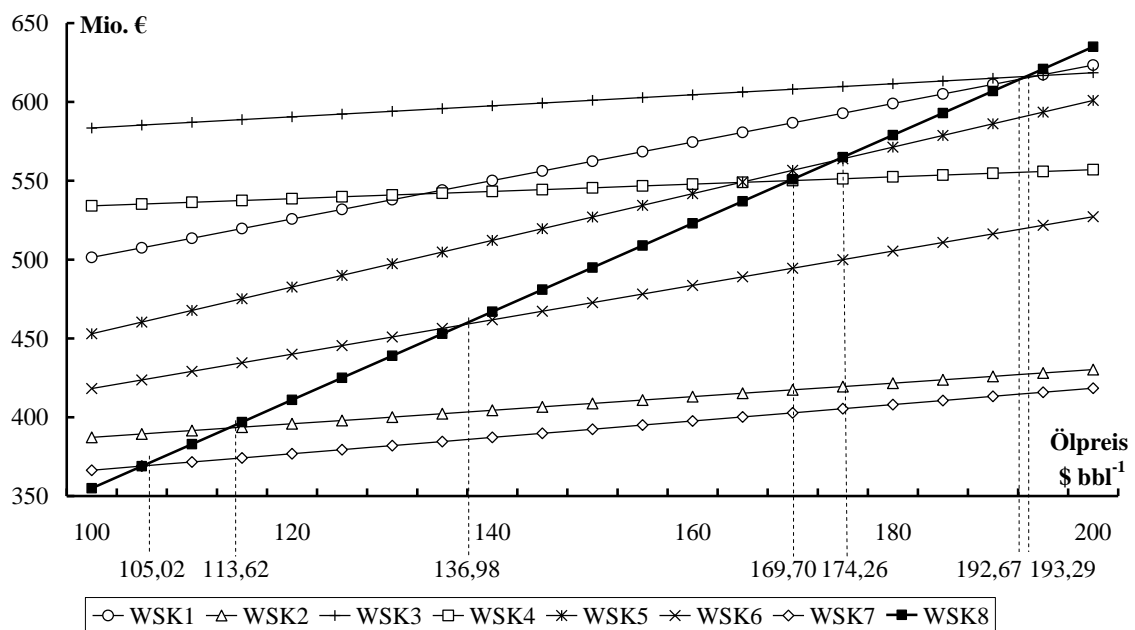


Abbildung 3.1: Einfluss des Ölpreises auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten (WSK) und Äquivalenzölpreise.

Ab einem Ölpreis von 105,02 \$ bbl⁻¹ ist die BtL-Produktion - hier die Wertschöpfungskette 7 - zur fossilen Kraftstoffproduktion ökonomisch konkurrenzfähig. Dieser Wert ist derzeit mit einem Marktpreis von knapp 98 \$ bbl⁻¹ fast erreicht und wurde im Jahre 2008 schon für einen längeren Zeitraum überschritten [EIA, 2010; EIA, 2011A]. Auch für die Wertschöpfungsketten 2 und 6 ist eine Konkurrenzzfähigkeit zur fossilen Kraftstoffproduktion mittelfristig absehbar. Die Äquivalenzölpreise von 113,62 \$ bbl⁻¹ (Wertschöpfungskette 2) und 136,98 \$ bbl⁻¹ (Wertschöpfungskette 6) wurden bereits 2008 überschritten [EIA, 2010]. Die Äquivalenzölpreise der Wertschöpfungsketten 1, 3, 4 und 5 liegen jenseits von aus heutiger Sicht als realistisch anzunehmenden Ölpreiserhöhungen. Demnach ist unter Berücksichtigung der Ölpreisentwicklung eine BtL-Produktion in Deutschland auf Basis ostasiatischer Biomasse auch langfristig nicht mit der fossilen Kraftstoffproduktion konkurrenzfähig.

Des Weiteren ist aus Abbildung 3.1 die Reagibilität der Wertschöpfungsketten auf den Ölpreis anhand der Steigung der jeweiligen Funktion ablesbar. Die Reagibilität der BtL-Wertschöpfungsketten liegt zwischen 0,23 und 1,48 Mio. € \$⁻¹ bbl⁻¹, während die Reagibilität der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion 2,80 Mio. € \$⁻¹ bbl⁻¹ beträgt. Das bedeutet, dass die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion zwischen nahezu zweimal bis zu zwölfmal stärker auf Ölpreisschwankungen reagiert als die BtL-Wertschöpfungsketten. Auch die Reagibilität der biogenen Wertschöpfungsketten zeigt, dass diese unterschiedlich auf Ölpreisschwankungen reagieren. So steigen die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 4 bei einer Ölpreissteigerung von 1 \$ bbl⁻¹ um 0,23 Mio. €. Im Gegensatz dazu steigen die Gesamt-

kosten der Wertschöpfungskette 5 bei einer Ölpreissteigerung von 1 \$ bbl⁻¹ um 1,48 Mio. €, d.h. die Gesamtkostensteigerung der Wertschöpfungskette 5 ist ungefähr sechsmal so hoch wie die der Wertschöpfungskette 4.

Die Sensitivitätsanalyse des CO₂-Zertifikatpreises wird ebenfalls mit den in Abschnitt 2.5.4 aus Formel (2.8) hergeleiteten Gleichungen durchgeführt. Es wird für jede Wertschöpfungskette berechnet, bei welchem CO₂-Zertifikatpreis die Gesamtkosten der biogenen Wertschöpfungsketten mit der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion äquivalent wären. Hierzu werden die Gleichungen der biogenen Wertschöpfungsketten jeweils mit der Gleichung für die fossile Kraftstoffproduktion gleichgesetzt. Die Gleichungen werden in Anhang 2 vorgestellt. Der Einfluss des CO₂-Zertifikatpreises auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten und der jeweilige Äquivalenzpreis für CO₂-Zertifikate sind in Abbildung 3.2 dargestellt.

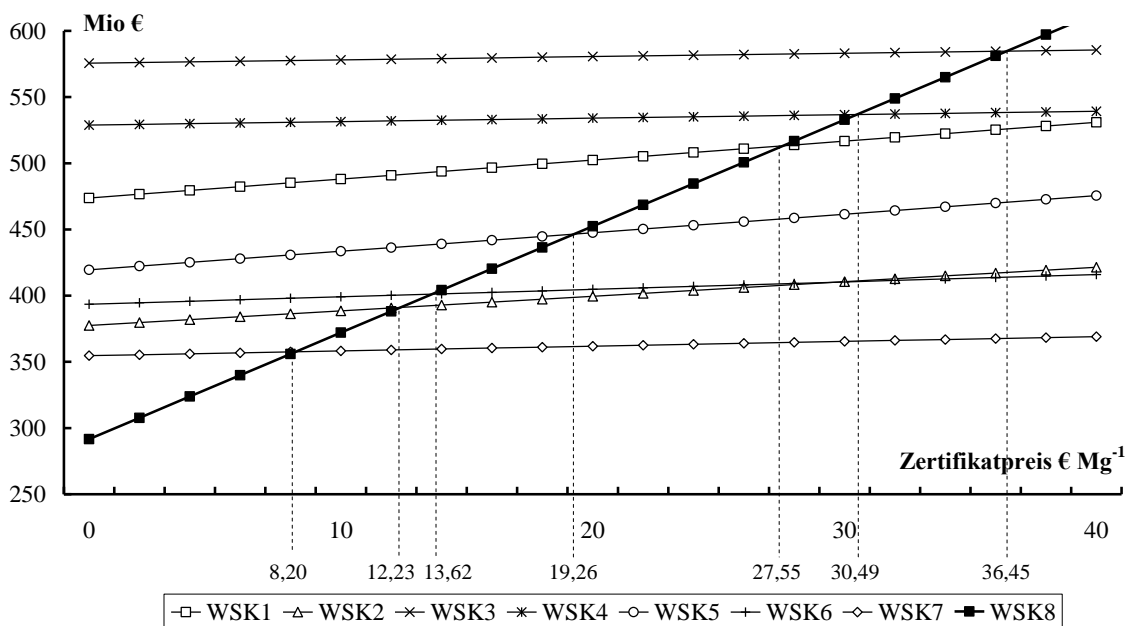


Abbildung 3.2: Einfluss des Kohlendioxid-Zertifikatpreises auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten (WSK) und Äquivalenzpreise der Kohlendioxid-Zertifikate.

Der Preis für CO₂-Zertifikate muss mindestens bei 8,20 € Mg_{CO₂}⁻¹ liegen, damit die BtL-Kraftstoffproduktion zur fossilen Kraftstoffproduktion ökonomisch konkurrenzfähig wird. Der aktuelle Börsenpreis für CO₂-Zertifikate liegt bei 14,58 € Mg_{CO₂}⁻¹. Bei einer gesetzlich verpflichtenden Einführung von CO₂-Zertifikaten hätten die Wertschöpfungsketten 7, 2 und 6 damit niedrigere Gesamtkosten als die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion. Die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 5 wären bei einem Zertifikatpreis von 14,58 € Mg_{CO₂}⁻¹ nur um 25 % höher als die Gesamtkosten der fossilen Kraftstoffproduktion. Für die Wertschöpfungskette 1 und die Wertschöpfungs-

ketten 3 und 4 auf Basis des bioliq[®]-Verfahrens sind die Äquivalenzpreise für CO₂-Zertifikate so hoch, dass aus heutiger Sicht mittelfristig keine Konkurrenzfähigkeit zum fossilen Dieselkraftstoff gegeben sein wird.

Aus Abbildung 3.2 ist zudem die Reagibilität der Wertschöpfungsketten auf den CO₂-Zertifikatpreis anhand der Steigungen der Geraden ablesbar. Die biogenen Wertschöpfungsketten haben eine Reagibilität zwischen 0,25 Mio. € €⁻¹ MgCO₂⁻¹ und 1,43 Mio. € €⁻¹ MgCO₂⁻¹, während die Reagibilität der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion 8,04 Mio. € €⁻¹ MgCO₂⁻¹ beträgt. Die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion reagiert somit bis zu 32-fach stärker auf Veränderungen des CO₂-Zertifikatpreises als die biogenen Wertschöpfungsketten. Dies lässt sich mit den sehr viel höheren THG-Emissionen der fossilen Kraftstoffproduktion begründen. Auch die Reagibilität der biogenen Wertschöpfungsketten auf CO₂-Zertifikatpreisschwankungen fällt unterschiedlich hoch aus. So erhöhen sich die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 3 bei einer CO₂-Zertifikatpreissteigerung von 1 € MgCO₂⁻¹ um 0,25 Mio. €, während die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 1 um 1,43 Mio. € steigen.

Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse konnte gezeigt werden, ab welchem Ölpreis bzw. CO₂-Zertifikatpreis eine Kostenäquivalenz zwischen den BtL-Wertschöpfungsketten und der fossilen Kraftstoffproduktion erreicht wird. Bei einem aktuellen Ölpreis von etwa 98 \$ bbl⁻¹ ist die Konkurrenzfähigkeit der biogenen Wertschöpfungskette 7 im Vergleich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion nahezu gegeben, bzw. die Marktfähigkeit beinahe erreicht. Für die anderen biogenen Wertschöpfungsketten ist eine Ölpreissteigerung von mehr als 10 % erforderlich, damit diese marktfähig werden. Das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse des CO₂-Zertifikatpreises stellt ein anderes Bild dar. Bei einem derzeitigen CO₂-Zertifikatpreis von 14,58 € MgCO₂⁻¹ wäre die Konkurrenzfähigkeit der biogenen Wertschöpfungsketten 7, 2 und 6, unter der Voraussetzung einer gesetzlich verpflichtenden Abnahme von CO₂-Zertifikaten, erreicht. Die Marktfähigkeit der anderen biogenen Wertschöpfungsketten wird erst erlangt, wenn der CO₂-Zertifikatpreis um mindestens 25 % steigt.

Tabelle 3.5 dokumentiert die Reagibilität der Wertschöpfungsketten auf Schwankungen des Öl- und CO₂-Zertifikatpreises.

Tabelle 3.5: Reagibilität der Wertschöpfungsketten (WSK) auf Ölpreis und Kohlendioxid (CO₂)-Zertifikatpreis

WSK	<i>Reagibilität auf Ölpreis</i>	<i>Reagibilität auf CO₂-Zertifikatpreis</i>
	<i>[Mio. € \$⁻¹ bbl⁻¹]</i>	<i>[Mio. € €⁻¹ Mg CO₂⁻¹]</i>
WSK1	1,22	1,43
WSK2	0,43	1,10
WSK3	0,35	0,25
WSK4	0,23	0,26
WSK5	1,48	1,40
WSK6	1,09	0,56
WSK7	0,52	0,36
WSK8	2,80	8,04

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Wertschöpfungsketten 3, 5, 6 und 7 reagieren stärker auf den Ölpreis als auf den CO₂-Zertifikatpreis, während die Wertschöpfungsketten 1, 2 und 4 stärker auf den CO₂-Zertifikatpreis als auf den Ölpreis reagieren. Betrachtet man anstelle der einzelnen Wertschöpfungsketten alle biogenen Wertschöpfungsketten gemeinsam, so zeigt sich, dass die Unterschiede zwischen der Reagibilität der Wertschöpfungsketten auf den Ölpreis und auf den CO₂-Zertifikatpreis vernachlässigbar sind (0,23 Mio. € \$⁻¹ bbl⁻¹ bis 1,48 Mio. € \$⁻¹ bbl⁻¹ beim Ölpreis gegenüber 0,25 Mio. € €⁻¹ MgCO₂⁻¹ bis 1,43 Mio. € €⁻¹ MgCO₂⁻¹ beim CO₂-Zertifikatpreis). Die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion hingegen reagiert auf beide Einflussfaktoren stärker als die biogenen Wertschöpfungsketten und auch unterschiedlich stark auf Ölpreis- und CO₂-Zertifikatpreisschwankungen. So reagiert die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion bis zu achtmal so stark auf Ölpreisschwankungen als die biogenen Wertschöpfungsketten. Noch signifikanter ist der Unterschied bei dem CO₂-Zertifikatpreis. Hier reagiert die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion bis zu 32-mal stärker als die biogenen Wertschöpfungsketten. Darüber hinaus reagiert die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion fast dreimal so stark auf Veränderungen des CO₂-Zertifikatpreises als auf Veränderungen des Ölpreises.

3.5 Zusammenfassung

Die in den vorherigen Abschnitten vorgestellten Ergebnisse ergeben für die drei Bewertungskriterien Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieeffizienz ein heterogenes Bild zur Beurteilung der betrachteten Wertschöpfungsketten. Tabelle 3.6 fasst die Ergebnisse unter der Annahme der Gleichgewichtung der Bewertungskriterien zusammen. Hierbei wird für jedes Bewertungskriterium, d.h. Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieeffizienz, die Rangfolge der Wertschöpfungsketten festgehalten. Durch eine gleich gewichtete Addition des Ranges für jedes Bewertungskriterium wird ein Gesamtrang für jede Wertschöpfungskette bestimmt. Haben zwei Wertschöpfungsketten den gleichen Gesamtrang, sind die Gesamtkosten für den Vorzug einer Wertschöpfungskette vor einer anderen ausschlaggebend.

Tabelle 3.6: Gesamtergebnis aller Wertschöpfungsketten (WSK) bei Gleichgewichtung der Bewertungskriterien Gesamtkosten (K_{WSK}), Treibhausgasemissionen (E_{WSK}) gemessen in Kohlendioxidäquivalenten ($CO_{2\ddot{a}q}$) und Energieeffizienz ($ERoEI$)

<i>WSK</i>	K_{WSK} [Mio. €]	Rang	E_{WSK} [Gg $CO_{2\ddot{a}q}$]	Rang	$ERoEI$	Rang	Gesamtrang
WSK7	354,65	2	360,01	3	0,4195	1	1
WSK6	393,55	4	564,02	4	0,4141	2	2
WSK2	377,50	3	1.102,76	5	0,3640	4	3
WSK3	575,60	8	246,37	1	0,3645	3	4
WSK4	528,86	7	262,10	2	0,3636	5	5
WSK8	291,66	1	8.037,74	8	0,1799	8	6
WSK5	419,52	5	1.400,22	6	0,3412	6	7
WSK1	473,78	6	1.428,93	7	0,3391	7	8

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Tabelle 3.6 weist die Wertschöpfungskette 7 als die vorteilhafteste Wertschöpfungskette aus. Darüber hinaus sind bei Gleichgewichtung der Bewertungskriterien Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieeffizienz nur die Wertschöpfungsketten 5 und 1 nicht der fossilen Kraftstoffproduktion vorzuziehen. Somit können von den betrachteten Kraftstoffproduktionspfaden fünf biogene Alternativen identifiziert werden, die der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion überlegen sind.

In der Praxis werden bei Investitionsentscheidungen ökologische und energetische Bewertungskriterien nur herangezogen, wenn die Kosten mehrerer Entscheidungsalternativen äquivalent sind. Dementsprechend ist die in Tabelle 3.6 aufgestellte Rangfolge zwar eine folgerichtige, in der Praxis jedoch nur eingeschränkt anwendbare Bewertung der Wertschöpfungsketten. Aus diesem Grund sollte eine Bewertung zunächst anhand ökonomischer Kriterien erfolgen. Da gezeigt werden konnte, dass die fossile Kraftstoffproduktion den biogenen Kraftstoffproduktionspfaden aus ökologischen und energetischen Gesichtspunkten deutlich unterlegen ist, sollte bei Kostenäquivalenz der fossilen und biogenen Alternativen, ökologische und energetische Bewertungskriterien zur Entscheidungsfindung herangezogen werden, bzw. eine Investitionsentscheidung zu Gunsten der BtL-Produktion ausfallen.

Die zentralen Ergebnisse der vorliegenden Arbeit lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Wertschöpfungskette zur Produktion von fossilem Dieselkraftstoff ist mit Gesamtkosten von 291,66 Mio. € die Alternative mit den niedrigsten Gesamtkosten, emittiert aber mit 6.385,75 Gg CO_{2äq} die meisten Treibhausgase und weist mit einem *ERoEI*-Faktor von 0,1799 die schlechteste Energieeffizienz auf. Wird zusätzlich der Kraftstoffverbrauch berücksichtigt, wie laut Biokraft-NachV und RED gefordert, emittiert die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion sogar Treibhausgase in Höhe von 8.037,74 Gg CO_{2äq}.
- Die Wertschöpfungskette 7 ist mit Gesamtkosten von 354,65 Mio. €, THG-Emissionen von 360,01 Gg CO_{2äq} und einer Energieeffizienz von 42 % die vorteilhafteste biogene Wertschöpfungskette.
- Bei einer Gleichgewichtung der Bewertungskriterien Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieeffizienz sind nahezu alle BtL-Wertschöpfungsketten, bis auf die Wertschöpfungsketten 5 und 1, der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion überlegen.
- In der Praxis wird die Auswahlentscheidung einer Investitionsalternative zunächst über die Gesamtkosten, also das ökonomische Bewertungskriterium, geführt. Da alle BtL-Wertschöpfungsketten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion ökologisch und energetisch überlegen sind, wären bei ökonomischer Äquivalenz die BtL-Wertschöpfungsketten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion vorzuziehen.
- Die BtL-Wertschöpfungsketten auf Basis der Carbo-V[®]-Verfahrens haben das Potenzial, eine realistische Alternative zur fossilen Kraftstoffproduktion darzustellen. Dies hängt jedoch von den eingesetzten Rohstoffen und deren Herkunft ab. Speziell die Kraftstoffproduktionspfade auf Basis von Holzrohstoffen aus dem Baltikum und Kanada sind für die BtL-Produktion besonders geeignet. Demgegenüber sind die Gesamtkosten, die THG-Emissionen und die Energieeffizienz der Wert-

schöpfungsketten auf Basis der ostasiatischen Rohstoffe EFB und GRH mit Kraftstoffproduktion in Deutschland derzeit nicht konkurrenzfähig.

- Für BtL-Wertschöpfungsketten auf Basis des Carbo-V[®]-Verfahrens ist bei Einbringung ostasiatischer Rohstoffe die Produktionsverlagerung in das Ursprungsland des Rohstoffes eine Möglichkeit, konkurrenzfähiger gegenüber der fossilen Kraftstoffproduktion zu werden.
- Die BtL-Wertschöpfungsketten auf Basis des bioliq[®]-Verfahrens emittieren zwar mit 246,37 Gg CO_{2äq} bzw. 262,10 Gg CO_{2äq} die niedrigsten THG-Emissionen, sind aber mit Gesamtkosten von 575,60 Mio. € bzw. 528,86 Mio. € so teuer, dass eine Marktfähigkeit in weiter Ferne liegt. Aufgrund der hohen Zwischenproduktionskosten und der hohen energetischen Dichte des Zwischenproduktes hat die Produktionsverlagerung in das Ursprungsland des Rohstoffes keinen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtkosten.
- Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die ökonomische Konkurrenzfähigkeit der biogenen Kraftstoffproduktion im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion nahezu gegeben ist. Bei einem Ölpreis über 105,02 \$ bbl⁻¹ oder verpflichtenden CO₂-Zertifikaten mit einem Preis von mindestens 8,20 € MgCO₂⁻¹ wird die Konkurrenzfähigkeit der BtL-Kraftstoffproduktion im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion erreicht.
- Die Reagibilität der BtL-Wertschöpfungsketten auf Schwankungen des Ölpreises unterscheidet sich nicht wesentlich von deren Reagibilität auf den CO₂-Zertifikatspreis. Die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion reagiert demgegenüber nahezu dreimal so stark auf Veränderungen des CO₂-Zertifikatspreises als auf Ölpreisschwankungen.

4 Diskussion

Das erhobene Zahlenmaterial legt nahe, dass es BtL-Wertschöpfungsketten gibt, die ökonomisch, ökologisch und energetisch mindestens gleichwertig zu der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion sein können. Bei einer Gleichgewichtung der Bewertungskriterien sind mehrere BtL-Wertschöpfungsketten der Wertschöpfungskette zur Produktion von fossilem Dieseldieselkraftstoff überlegen. Dies lässt sich mit den signifikant besseren Emissions- und Energiewerten der BtL-Wertschöpfungsketten begründen.

Wird allerdings, wie in der Praxis üblich, die Kostenäquivalenz zwischen den Wertschöpfungsketten als notwendige Bedingung definiert, so ist die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion die aus ökonomischen Gesichtspunkten vorzuziehende Alternative. Durch eine Produktionsverlagerung in das Rohstoffursprungsland oder leicht veränderte Rahmenbedingungen (Ölpreis, CO₂-Zertifikatpreis) ist jedoch eine ökonomische Konkurrenzfähigkeit der BtL-Wertschöpfungsketten im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion denkbar.

Zur Überprüfung der Belastbarkeit der Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten die Methoden diskutiert und weitere Sichtweisen in der Literatur erörtert. Schließlich werden die wesentlichen Wirkungszusammenhänge dargestellt.

4.1 Methodenkritik

Die Methodenauswahl ist für die Belastbarkeit der Ergebnisse dieser Arbeit von erheblicher Bedeutung, weshalb die Kostenvergleichsrechnung, die THG-Bilanz und die Energiebilanz kritisch betrachtet werden.

Die Nachteile der Kostenvergleichsrechnung wurden bereits in Abschnitt 2.5.1 diskutiert. Hierbei wurde festgestellt, dass die fehlende dynamische Betrachtung als Nachteil der Kostenvergleichsrechnung nicht ausgeräumt werden kann. Bei der Kostenvergleichsrechnung fließt keine Liquiditätsbetrachtung in die Bewertung der Wertschöpfungsketten mit ein. Aus diesem Grund wird zur Verifizierung der Ergebnisse der Kapitalwert als dynamisches Investitionsverfahren herangezogen. Die Kapitalwertmethode berücksichtigt Ein- und Auszahlungen über die Investitionslaufzeit zur Berechnung des abgezinnten Kapitalwertes zum Bewertungszeitpunkt. Der Kapitalwert hat sowohl für sich genommen als auch beim Vergleich mehrerer Investitionsalternativen Aussagekraft. Gilt für eine Investition, dass der Kapitalwert gleich Null ist, erwirtschaftet die Investition den Kalkulationszinssatz. Ist der Kapitalwert kleiner als Null, kann die Investition den Kalkulationszinssatz nicht erwirtschaften. Ist der Kapitalwert größer als Null, ist die Investitionsrendite höher als der Kalkulationszinssatz. Bei einem Auswahlproblem mit mehreren Investitionsalternativen ist die Investition mit dem höchsten Kapitalwert die vorteilhafteste Alternative [WÖHE/DÖRING, 1993; EWERT/WAGENHOFER, 2003].

Zur Anwendung der Kapitalwertmethode werden, zusätzlich zu den getroffenen Annahmen für die Kostenvergleichsrechnung in Abschnitt 2.5.1, die folgenden Annahmen getroffen:

- Die Laufzeit T der Investitionen beträgt 25 Jahre.
- Der Resterlös aller Investitionen ist 0.
- Anlauf- und Inbetriebnahmekosten werden nicht berücksichtigt [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009].
- Der Brutto-Kraftstoffpreis entspricht dem Durchschnittspreis des Jahres 2010 in Höhe von 1.233 € m^{-3} [MVW, 2011].
- Der Kalkulationszinssatz beträgt 7 % analog zu dem in GEMIS verwendeten Kalkulationszinssatz [ÖKO-INSTITUT, 2010].
- Der Mineralölsteuersatz beträgt 47 ct dm^{-3} bzw. 470 € m^{-3} .
- Zur Herstellung gleicher Rahmenbedingungen werden alle Wertschöpfungsketten mit dem Mineralölsteuersatz belastet.

- Der Mehrwertsteuersatz beträgt 19 %.
- Die Ein- und Auszahlungen sind aufgrund der konstanten Produktionsmenge pro Jahr über die Laufzeit für jedes Jahr gleich.

Auf Basis dieser Annahmen wird der Kapitalwert einer Investition, in diesem Fall einer Wertschöpfungskette zur Kraftstoffproduktion, mit der Formel (4.1) berechnet.

$$C_0 = (E_T - A_T) \frac{(1+z)^T - 1}{(1+z)^T z} \quad (4.1)$$

Darin sind:

- C_0 = Kapitalwert einer Investition zum Zeitpunkt 0,
- E_T = Einzahlungen pro Periode (Umsatz),
- A_T = Auszahlungen pro Periode (Gesamtkosten der Kostenvergleichsrechnung + Mineralölsteuer + Umsatzsteuer),
- z = Kalkulationszinssatz,
- T = Laufzeit einer Investition.

Die Anwendung der Formel (4.1) wird im Folgenden anhand der Wertschöpfungskette 1 demonstriert: Für die Berechnung des Umsatzes E_T muss das Volumen des produzierten BtL-Kraftstoffes ermittelt werden, da der Kraftstoffpreis in m^3 angegeben wird. Aufgrund des höheren Heizwertes von BtL im Vergleich zu fossilem Dieselmotorkraftstoff ($43,93 \text{ GJ Mg}^{-1}$ zu $43,10 \text{ GJ Mg}^{-1}$) entsprechen 490,55 Gg BtL-Kraftstoff 500 Gg fossilem Diesel. BtL-Kraftstoff hat eine Dichte von 780 kg m^{-3} . Somit entsprechen 490,55 Gg 628.914 m^3 BtL-Kraftstoff. Bei einem Brutto-Kraftstoffpreis von 1.233 € m^{-3} beträgt der mit der Wertschöpfungskette 1 zu erzielende jährliche Umsatz $E_T = 775,45 \text{ Mio. €}$.

Zur Ermittlung der jährlichen Auszahlungen A_T werden die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 1 mit der anfallenden Mineralölsteuer und der Umsatzsteuer summiert.¹¹ Die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 1 betragen $473,78 \text{ Mio. €}$. Die Mineralölsteuerbelastung beträgt bei einem Steuersatz von 470 € m^{-3} $295,59 \text{ Mio. €}$ und die Umsatzsteuerbelastung bei einem Steuersatz von 19 % beträgt $147,34 \text{ Mio. €}$. Somit belaufen sich die jährlichen Auszahlungen A_T auf $916,71 \text{ Mio. €}$.

¹¹ Für die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette 1 siehe Abschnitte 2.4.2.1 und 3.1.

Durch Einsetzen der Einzahlungen E_T , der Auszahlungen A_T , des Kalkulationszinssatzes z von 7 % und der Investitionslaufzeit T von 25 Jahren in die Formel (4.1) ergibt sich für die Wertschöpfungskette 1 ein Kapitalwert C_0 von -1.646,12 Mio. €. Analog zu dieser Vorgehensweise werden die Kapitalwerte der anderen sieben Wertschöpfungsketten berechnet. Bei der Wertschöpfungskette 8 ist zu beachten, dass aufgrund der unterschiedlichen Dichte und des unterschiedlichen Energiegehaltes von fossilem Dieselkraftstoff im Vergleich zu BtL-Kraftstoff die Ein- und Auszahlungen auf Basis einer Produktionsmenge von 500 Gg bzw. 607.533 m³ berechnet werden.

Die Tabelle 4.1 zeigt die Kapitalwerte der Wertschöpfungsketten absteigend nach dem Kapitalwert sortiert.

Tabelle 4.1: Kapitalwerte der Wertschöpfungsketten (WSK)

WSK	Gesamtkosten *	Mineralölsteuer	Umsatzsteuer	Auszahlungen [Mio.€]	Umsatz **	Gewinn	Kapitalwert
WSK8	291,66	285,54	142,33	719,53	749,09	29,56	344,51
WSK7	354,65	295,59	147,34	797,58	775,45	-22,13	-257,91
WSK2	377,50	295,59	147,34	820,43	775,45	-44,98	-524,23
WSK6	393,55	295,59	147,34	836,48	775,45	-61,03	-711,27
WSK5	419,52	295,59	147,34	862,45	775,45	-87,00	-1.013,89
WSK1	473,78	295,59	147,34	916,71	775,45	-141,26	-1.646,23
WSK4	528,86	295,59	147,34	971,79	775,45	-196,34	-2.288,08
WSK3	575,60	295,59	147,34	1.018,53	775,45	-243,08	-2.832,74

* Gesamtkostenberechnung nach der Kostenvergleichsrechnung.

** Umsätze auf Basis von 607.533 m³ fossilem Kraftstoff und 628.914 m³ biogenen Kraftstoff.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Vergleich der Gesamtkosten und des Kapitalwertes der Wertschöpfungsketten in Tabelle 4.1 zeigt, dass die Rangfolge der Wertschöpfungsketten auf Basis der Kostenvergleichsrechnung durch die Kapitalwertmethode bestätigt wird. Somit ist gezeigt worden, dass die Kostenvergleichsrechnung für die in dieser Arbeit untersuchte Fragestellung eine geeignete Bewertungsmethode darstellt und die Ergebnisse belastbar sind. Zudem ist aus Tabelle 4.1 zu ersehen, dass nur die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion einen Gewinn erzielt.

Laut der derzeitigen Gesetzeslage sind BtL-Kraftstoffe bis 2018 von der Mineralölsteuer befreit. Bei einer Berechnung des Gewinns ohne Berücksichtigung der Mineralölsteuer erzielen alle BtL-Wertschöpfungsketten einen Gewinn. Es ist jedoch fraglich, ob eine BtL-Produktionsanlage mit der in dieser Arbeit beschriebenen Größenordnung von 500 Gg Produktionskapazität bis zum Ablauf der Mineralölsteuerbefreiung im Jahr 2018 ihre hohen Investitionskosten erwirtschaften kann.

Die in dieser Arbeit verwendeten ökologischen und energetischen Bewertungsmethoden THG-Bilanz und Energiebilanz sind Bestandteil des weitverbreiteten Instrumentes der Ökobilanz, die sich in den letzten Jahren als bevorzugtes Bewertungsinstrument für die ökologischen Auswirkungen von Wertschöpfungsketten etabliert hat. THG-Bilanz und Energiebilanz stellen jedoch nur einen Ausschnitt der in einer Ökobilanz verwendeten Bewertungsmethoden dar. Es stellt sich daher die Frage, ob durch Erstellung einer vollständigen Ökobilanz ein ganzheitlicherer Vergleich der Wertschöpfungsketten erzielt werden kann. Die Ökobilanz berücksichtigt neben der THG-Bilanz und der Energiebilanz soziale Kriterien, wie Kinderausbeutung und gewerkschaftliche Organisation der Arbeitnehmer, sowie weitere Umweltkriterien, wie Abbau von Torfmooren, Belastung von Böden und Gewässern und Auswirkungen auf die Flora und Fauna. Die Erstellung einer Ökobilanz ist in der DIN EN ISO 14040 festgelegt [DIN, 2006; DIN, 2009]. Diese Regelungen erlauben gewisse Freiheitsgrade bei der Erstellung einer Ökobilanz. Darüber hinaus ist die zahlenmäßige Bewertung einiger Bewertungskriterien schwierig und teilweise sehr umstritten. So ist es möglich, dass Ökobilanzen bei dem gleichen Untersuchungsgegenstand zu stark abweichenden Ergebnissen kommen können. Aufgrund dieser Unsicherheiten sind Ökobilanzen für die vergleichende Bewertung von Kraftstoff-Wertschöpfungsketten nur bedingt geeignet. Dies ist auch vom Gesetzgeber erkannt worden und sowohl die RED als auch die Biokraft-NachV sehen die Verwendung von THG-Bilanzen an der Stelle von vollständigen Ökobilanzen vor [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009]. Da der Fokus dieser Arbeit auf praxisrelevanten Ergebnissen liegt, ist es sinnvoll der Vergleichbarkeit der Ergebnisse einen vorrangigen Stellenwert einzuräumen. Somit ist die THG-Bilanz als gesetzlich geforderte Bewertungsmethode für die ökologische Evaluierung der betrachteten Wertschöpfungsketten geeignet, auch wenn hierdurch einige Bewertungskriterien nicht berücksichtigt werden, die bei einer vollständigen Ökobilanz einen zusätzlichen Erkenntnisgewinn zu den Wertschöpfungsketten liefern könnten.

Um dieser Problematik Rechnung zu tragen, wurde die Energiebilanz als weitere Bewertungsmethode aufgenommen. Die Bewertung der energetischen Eigenschaften der Wertschöpfungsketten ist kein verpflichtender Bestandteil der rechtlichen Vorschriften zum Inverkehrbringen von Biokraftstoffen. Durch die Energiebilanz wird dieser Untersuchung jedoch eine weitere, zahlenmäßig sehr gut messbare Bewertungsdimension hinzugefügt. Zudem findet der in dieser Arbeit herangezogene *ERoEI*-Faktor

in der Praxis vielfach zum Vergleich verschiedener fossiler Kraftstoff-Wertschöpfungsketten Verwendung und stellt somit ein geeignetes Kriterium für die Bewertung biogener Kraftstoff-Wertschöpfungsketten dar. Die Berücksichtigung der Energiebilanz führt daher zu einer höheren Belastbarkeit bzw. Aussagekraft der Ergebnisse dieser Arbeit.

4.2 Andere Sichtweisen in der Literatur

Bei Sichtung der Literatur wird deutlich, dass sich die Forschung hauptsächlich auf die ökologischen Aspekte der BtL-Produktion konzentriert [REINHARDT ET AL., 2006; JUNGBLUTH ET AL., 2007].¹² Hierbei steht die Erstellung von Ökobilanzen für diverse BtL-Produktionspfade im Vordergrund. Im Gegensatz zur Vorgehensweise der vorliegenden Arbeit werden nicht nur die Emissionen sondern auch andere Umwelteinflüsse, wie Bodenbelastung oder Wasserverschmutzung, untersucht. Darüber hinaus vergleichen viele Studien die verschiedenen BtL-Produktionsprozesse miteinander und stellen diese alternativen Biokraftstoff-Produktionsprozessen gegenüber [LAOHALIDANOND ET AL., 2006; REINHARDT ET AL., 2006; DENA, 2006; BRIDGEWATER, 2009; STAHLSCHEIDT ET AL. 2010]. Dem Vergleich mit fossilem Kraftstoff wird in der Literatur weitaus weniger Beachtung geschenkt. Aus der Sichtung der Studien geht weiterhin hervor, dass sehr unterschiedliche Bewertungsmethoden zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Kraftstoff-Wertschöpfungsketten eingesetzt werden. Es ist daher in Frage zu stellen, inwiefern die Erkenntnisse miteinander vergleichbar bzw. die Ergebnisse übertragbar sind und ob die Ökobilanz für einen ökologischen Vergleich von Kraftstoff-Wertschöpfungsketten geeignet ist. Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert, liefert diese zwar detaillierte Daten, verhindert aber durch die erlaubten Freiheitsgrade bei den Bewertungsmethoden, -kennzahlen und -einheiten eine einfache Vergleichbarkeit der Ergebnisse verschiedener Studien.

Im Folgenden soll überprüft werden, inwieweit die Befunde dieser Arbeit mit den Ergebnissen anderer Studien einhergehen bzw. ob die Befunde erheblich von den Ergebnissen bestehender Studien abweichen. Dafür werden, soweit vorhanden, in Tabelle 4.2 die Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände von BtL-Wertschöpfungsketten auf Basis des Carbo-V[®]-Verfahrens und des bioliq[®]-Verfahrens aus der Literatur zusammengestellt und den Ergebnissen dieser Untersuchung gegenübergestellt. Um eine Vergleichbarkeit der Studien zu erreichen, wurden deren Ergebnisse in die in dieser Arbeit verwendeten Einheiten (€ dm⁻³, kg CO_{2äq} dm⁻³, MJ dm⁻³) umgerechnet.

¹² Vgl. hierzu den Überblick über den Stand der Forschung in Kapitel 1.

Tabelle 4.2: Vergleichende Übersicht der Forschungsergebnisse zu Gesamtkosten, Treibhausgasemissionen umgerechnet in Kohlendioxidäquivalenten ($CO_{2\ddot{a}q}$) und Energieaufwänden von Biomass-to-Liquid-Wertschöpfungsketten nach dem Carbo-V[®]-Verfahren und bioliq[®]-Verfahren

<i>Studie</i>	<i>Gesamtkosten</i> [€ dm ⁻³]	<i>Treibhausgas-</i> <i>emissionen</i> [kg CO ₂ äq dm ⁻³]	<i>Energieaufwand</i> [MJ dm ⁻³]
Ergebniskorridor dieser Studie	0,56-0,92	0,39-2,27	82-101
Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen*	0,31-0,45	keine Angabe	keine Angabe
ifeu-Institut	Keine Vergleichbarkeit der Ergebnisse, da diese auf Basis von Einwohnerwerten dargestellt werden		
dena	0,70-1,10	keine Angabe	keine Angabe
Wuppertal Institut**	0,85-1,17	keine Angabe	keine Angabe
Schweizer Bundesamt für Energie***	keine Angabe	1,07-2,13	keine Angabe
EU und Schweizer Bundesamt für Energie****	keine Angabe	0,86-2,21	84-190
Britisches Department of Energy and Climate Change*****	0,70-1,10	keine Angabe	keine Angabe
Technische Universität Bergakademie Freiberg	0,64	keine Angabe	71

* Auf Basis Ölpreis von 60,77 \$ bbl⁻¹.

** Es wird von einer Produktionsmenge von 200 Gg Kraftstoff ausgegangen.

*** Umrechnungsfaktor 0,0563 dm³ pkm⁻¹.

**** Umrechnungsfaktor 34,27 MJ dm⁻³.

***** Verwendung der Daten der dena-Studie.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an ARNOLD/RAMESOHL, 2006; DENA, 2006; LAOHALIDANOND ET AL., 2006; REINHARDT ET AL., 2006; JUNGBLUTH ET AL., 2007; JUNGBLUTH ET AL., 2008; BRIDGWATER, 2009; STAHLSCHEIDT ET AL., 2010.

Aus Tabelle 4.2 geht hervor, dass die Ergebnisse dieser Arbeit nicht wesentlich von den Ergebnissen früherer Studien abweichen, obwohl erstmalig importierte Biomasse und die Kraftstoffproduktion an einem Hafenstandort untersucht werden. Die Gesamtkosten der untersuchten biogenen Wertschöpfungsketten liegen mit 0,56 € dm⁻³ bis 0,92 € dm⁻³ innerhalb der Ergebnisspanne früherer Studien von 0,31 € dm⁻³ bis 1,17 € dm⁻³. Die THG-Emissionen der BtL-Produktionspfade schließen mit 0,39 kg CO₂äq dm⁻³ bis

2,27 kg CO_{2äq} dm⁻³ die ökologischen Ergebnisse vorheriger Untersuchungen zwischen 0,86 kg CO_{2äq} dm⁻³ bis 2,21 kg CO_{2äq} dm⁻³ ein. Auch der Ergebniskorridor des energetischen Vergleichs liegt mit 82 MJ dm⁻³ bis 101 MJ dm⁻³ innerhalb der Ergebnisspanne früherer Studien von 71 MJ dm⁻³ bis 190 MJ dm⁻³. Die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen früherer Untersuchungen bestätigt die Robustheit der methodischen Vorgehensweise dieser Arbeit.

Zudem zeigt Tabelle 4.2, dass in der aktuellen Forschung zur Vorteilhaftigkeit von Kraftstoff-Wertschöpfungsketten nur ein, maximal zwei, der in dieser Arbeit herangezogenen Bewertungskriterien Gesamtkosten, THG-Emissionen oder Energieaufwand verwendet werden. Aufgrund der gleichzeitigen Berücksichtigung dieser drei Bewertungskriterien liefert diese Arbeit demnach neue und wesentliche Beiträge für die laufende Debatte über BtL-Kraftstoffe.

4.3 Wirkungszusammenhänge

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Wirkungszusammenhänge der Wertschöpfungsketten aufgezeigt und diskutiert. Hieraus lassen sich Schlussfolgerungen über die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der BtL-Wertschöpfungsketten ziehen. Diese Erkenntnisse helfen bei Investitionsalternativen, Prozessoptimierungen oder politischen Fördermechanismen geeignete Entscheidungen zu treffen. Bei den untersuchten Wirkungszusammenhängen liegt das Hauptaugenmerk auf den Gesamtkosten. Wie in Kapitel 3 gezeigt wurde, sind die BtL-Wertschöpfungsketten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion ökologisch und energetisch überlegen, ökonomisch jedoch unterlegen. Bei Kostenäquivalenz zwischen der biogenen und der fossilen Kraftstoffproduktion sind demnach die biogenen Wertschöpfungsketten vorzuziehen. Somit kommt der Erreichung der Kostenäquivalenz bzw. den Gesamtkosten eine besondere Bedeutung zu. Wo relevant, werden darüber hinaus die THG-Emissionen und Energieaufwände in die Diskussion einbezogen.

Im Folgenden wird zunächst der Einfluss der Vorkette auf die Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion in Deutschland dargestellt. Darauf aufbauend werden für die biogenen Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion in Deutschland die ökonomischen Optimierungsalternativen der Vorkette diskutiert. Hierbei wird insbesondere auf die Rohstoffbeschaffung und die Zwischenproduktion eingegangen. Anschließend werden die Optimierungspotenziale der BtL-Kraftstoffproduktion und die Auswirkungen einer Produktionsverlagerung in das Rohstoffursprungsland betrachtet. Schließlich werden die Implikationen der Reagibilität der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion auf den Öl- und CO₂-Zertifikatpreis diskutiert.

Die folgende Tabelle 4.3 gibt einen Überblick über die anteiligen Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Vorkette, d.h. bis zur Rohstoffanlieferung an der Kraftstoff-Produktionsanlage, für die Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion in Deutschland. Durch die unterschiedliche Struktur der Wertschöpfungsketten sind die biogenen Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion im Ursprungsland des Rohstoffes (Wertschöpfungsketten 2 und 4) nicht mit den Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion in Deutschland vergleichbar. Dementsprechend werden die Wertschöpfungsketten 2 und 4 nicht in der Tabelle 4.3 berücksichtigt, sondern gesondert diskutiert. Die Tabelle 4.3 ist aufsteigend nach den Gesamtkosten geordnet.

Tabelle 4.3: Anteilige Gesamtkosten, Treibhausgasemissionen und Energieaufwände von Vorkette und Produktion der Wertschöpfungsketten (WSK) mit Kraftstoffproduktion in Deutschland

<i>WSK</i>	<i>Gesamtkosten</i>		<i>Treibhausgas-emissionen</i>		<i>Energieaufwand</i>	
	<i>Vorkette</i>	<i>Produktion</i>	<i>Vorkette</i>	<i>Produktion</i>	<i>Vorkette</i>	<i>Produktion</i>
	[%]					
WSK8	93,46	6,54	23,86	76,14	24,22	75,78
WSK7	57,29	42,71	87,65	12,35	98,88	1,12
WSK6	60,29	39,71	88,46	11,54	98,31	1,69
WSK5	63,59	36,41	96,91	3,09	99,88	0,12
WSK1	67,05	32,95	96,98	3,02	99,88	0,12
WSK3*	57,39	42,61	150,56	-50,56	102,62	-2,62

* Bei der Wertschöpfungskette 3 sind die Treibhausgasemissionen und Energieaufwände der Produktion negativ, da die hohen Kraft-Wärme-Kopplungs-Gutschriften die Treibhausgasemissionen und Energieaufwände der Produktion überkompensieren.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an ÖKO-INSTITUT, 2010.

Die Vorkette verursacht bei den BtL-Wertschöpfungsketten zwischen 57 % und 67 % der Gesamtkosten. Der Anteil der Vorkette an den THG-Emissionen liegt bei den BtL-Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren (Wertschöpfungsketten 1, 5, 6 und 7) zwischen 88 % und 97 %. Bei der BtL-Wertschöpfungskette auf Basis des bioliq[®]-Verfahrens (Wertschöpfungskette 3) liegt der Anteil der Vorkette an den THG-Emissionen wegen der hohen KWK-Gutschriften der Kraftstoffproduktion bei über 100 % und lässt somit verfahrensbedingt keinen Vergleich mit den Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren zu. Der Anteil der Vorkette am Energieaufwand beträgt bei den BtL-Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren knapp 100 %. Auf Basis des bioliq[®]-Verfahrens liegt der Anteil bei über 100 %, was wiederum in den Gutschriften für KWK-Strom begründet liegt. Bei der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion ist der Einfluss der Vorkette auf die Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwände nicht so eindeutig wie bei den biogenen Wertschöpfungsketten. Zwar hat die Vorkette mit 93 % einen dominierenden Einfluss auf die Gesamtkosten, trägt aber mit nur jeweils 24 % zu den THG-Emissionen und Energieaufwänden bei.

Der hohe Anteil der Vorkette an den Gesamtkosten legt nahe, dass diese die Gesamtkosten einer Wertschöpfungskette maßgeblich beeinflusst. In der Abbildung 4.1 wird die Kostenstruktur der Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion in Deutschland dargestellt.

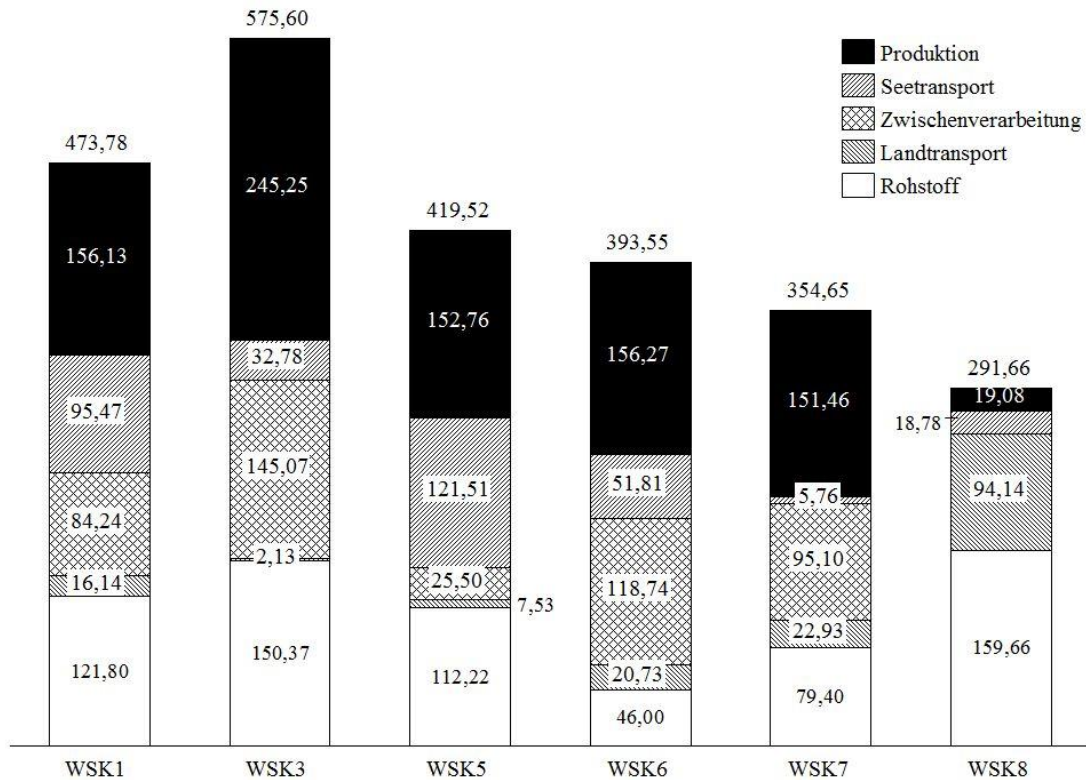


Abbildung 4.1: Kostenstruktur der Wertschöpfungsketten (WSK) mit Kraftstoffproduktion in Deutschland [Mio. €].

Abbildung 4.1 zeigt, dass sich der Kostenanteil der Wertschöpfungsschritte an den Gesamtkosten zwischen der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion und den biogenen Wertschöpfungsketten stark unterscheidet. So haben die Kraftstoffproduktionskosten bei den biogenen Wertschöpfungsketten einen sehr viel höheren Anteil an den Gesamtkosten als bei der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion. Darüber hinaus machen die Rohstoffkosten der biogenen Wertschöpfungsketten einen viel kleineren Anteil an den Gesamtkosten als bei der fossilen Kraftstoffproduktion aus. Auch die Kostenstruktur der Vorkette der biogenen Wertschöpfungsketten weist erhebliche Unterschiede auf. Infolgedessen lässt sich für die biogenen Wertschöpfungsketten kein spezifischer Wertschöpfungsschritt identifizieren, mit dessen Optimierung die Kosten der Vorkette und damit die Gesamtkosten gesenkt werden können. Die Interdependenzen der einzelnen Kostenarten werden nachfolgend aufgezeigt und mögliche Kosteneinsparungen für einzelne Wertschöpfungsschritte skizziert.

Der Biomasserohstoff determiniert durch seine Eigenschaften, vor allem seine Dichte und seinen Energiegehalt, die weiteren Wertschöpfungsschritte einer BtL-Wertschöpfungskette. Von den Rohstoffeigenschaften hängt ab, ob die Biomasse transportfähig ist bzw. welche Form der Weiterverarbeitung erforderlich ist, um die Biomasse transportfähig und für die BtL-Produktion einsatzfähig zu machen. Das

Zwischenprodukt, also die weiterverarbeitete Biomasse, weist wiederum spezifische Eigenschaften auf, welche die Transportmöglichkeiten zum Kraftstoffproduktionsstandort determinieren. Darüber hinaus bestimmen die Eigenschaften des Zwischenproduktes die Produktivität der BtL-Kraftstoffproduktion. Zum Beispiel können ein hoher Asche- oder Wassergehalt des Zwischenproduktes die BtL-Produktion negativ beeinflussen, während sich ein hoher Kalzium- oder Mangananteil positiv auf die Kraftstoffproduktion auswirkt.

Die Bedeutung der Rohstoffeigenschaften wirft bei der Implementierung zukünftiger BtL-Produktionsanlagen folgende Fragen auf:

- Existieren Rohstoffe mit entsprechendem Mengenaufkommen, die die Anforderungen der BtL-Produktion erfüllen und/oder dichter und energiereicher sind als die in dieser Arbeit untersuchten Rohstoffe?
- Liegen diese Biomassevorkommen in Europa oder dem atlantischen Raum (Ostküste Nord- und Südamerika, Westküste Afrika), um eine möglichst geringe Transportentfernung sicherzustellen?

Durch die Identifikation neuer Rohstoffpotenziale für die BtL-Produktion könnten somit Gesamtkosteneinsparungen realisiert werden, die dazu beitragen würden, die Marktfähigkeit von BtL-Kraftstoff zu erhöhen.

Die hier beschriebenen Zwischenverarbeitungsmethoden entsprechen dem heutigen Stand der Technik und sind etablierte und optimierte Industrieprozesse. Es ist nicht auszuschließen, dass in Zukunft, vor allem auf dem Gebiet der Trocknung und Pelletierung sowie bei der Produktion von Slurry, ein technischer Fortschritt stattfindet, der eine signifikante Reduzierung der Zwischenverarbeitungskosten zur Folge hätte. Darüber hinaus können in Zukunft technisch oder prozessual geeignetere Zwischenverarbeitungsmethoden entwickelt werden, mit denen ein dichteres oder energiereicheres Zwischenprodukt hergestellt werden kann, wodurch Transportkosteneinsparungen realisiert werden könnten. Dementsprechend ist bei der Implementierung einer BtL-Wertschöpfungskette auf die neuesten technischen Entwicklungen der relevanten Industrieprozesse zu achten.

Neben den aufgezeigten Kostensenkungspotenzialen der Vorkette ist die Verlagerung der Kraftstoffproduktion in das Ursprungsland des Rohstoffes eine weitere Möglichkeit, die ökonomische Konkurrenzfähigkeit von BtL-Wertschöpfungsketten zu erhöhen. In dieser Arbeit wurden für das Carbo-V[®]-Verfahren und für das bioliq[®]-Verfahren die Auswirkungen einer Produktionsverlagerung in das Ursprungsland des Rohstoffes untersucht. Wie in Abschnitt 3.1 gezeigt, bewirkt eine Produktionsverlagerung bei BtL-Produktion mit dem Carbo-V[®]-Verfahren (Vergleich der Wertschöpfungsketten 1 und

2) eine Gesamtkostenreduzierung um 20 %, eine Reduzierung der THG-Emissionen um 23 % und eine Verbesserung der Energieeffizienz um 7 %. Bei BtL-Produktion mit dem bioliq[®]-Verfahren (Vergleich Wertschöpfungsketten 3 und 4) bewirkt die Produktionsverlagerung eine Gesamtkostenreduzierung um 8 %, eine Erhöhung der THG-Emissionen um 6 % sowie eine Verschlechterung der Energieeffizienz im Promillebereich. Die Kostenreduzierung durch Produktionsverlagerung fällt bei dem bioliq[®]-Verfahren somit sehr viel geringer aus als beim Carbo-V[®]-Verfahren. Aufgrund der hohen Dichte und des hohen Energiegehaltes des Slurries im Vergleich zum BtL-Kraftstoff wird beim bioliq[®]-Verfahren durch eine Produktionsverlagerung nach Ostasien keine bedeutende Mengenreduzierung des zu verschiffenden Gutes erzielt (809 Gg Slurry zu 491 Gg BtL-Kraftstoff), wodurch die Seetransportkosten lediglich um 39 % bzw. 12,91 Mio. € gesenkt werden. Demgegenüber können die Seetransportkosten beim Carbo-V[®]-Verfahren durch eine Produktionsverlagerung um 79 % bzw. 75,60 Mio. € reduziert werden, da an der Stelle von EFB-Pellets mit niedriger Dichte und Energiegehalt BtL-Kraftstoff nach Deutschland exportiert wird. Die höheren THG-Emissionen beim bioliq[®]-Verfahren sind auf die vergleichsweise schwachen Umweltauflagen und den schlechteren Energiemix in Malaysia zurückzuführen. Somit ist eine Produktionsverlagerung in das Ursprungsland des Rohstoffes bei Einbringung von EFB-Pellets als Rohstoff für die BtL-Produktion nach dem Carbo-V[®]-Verfahren ökonomisch, ökologisch und energetisch sinnvoll, bei einer Produktion mit dem bioliq[®]-Verfahren jedoch nicht.

Da für die Wertschöpfungskette 1 gezeigt werden konnte, dass eine Verlagerung des Produktionsstandortes nach Malaysia sinnvoll ist, stellt sich die Frage, ob sich dieses Ergebnis auf die anderen Wertschöpfungsketten mit Carbo-V[®]-Verfahren (Wertschöpfungsketten 5, 6 und 7) übertragen lässt. Hierzu muss analysiert werden, welche Wertschöpfungsschritte durch die Produktionsverlagerung beeinflusst werden, damit ein Vergleich mit den entsprechenden Wertschöpfungsschritten der Wertschöpfungsketten 5, 6 und 7 erfolgen kann. Die Abbildung 4.2 stellt die Kosten, THG-Emissionen und Energieaufwände der Wertschöpfungsschritte der Wertschöpfungsketten 1 und 2 einander gegenüber.

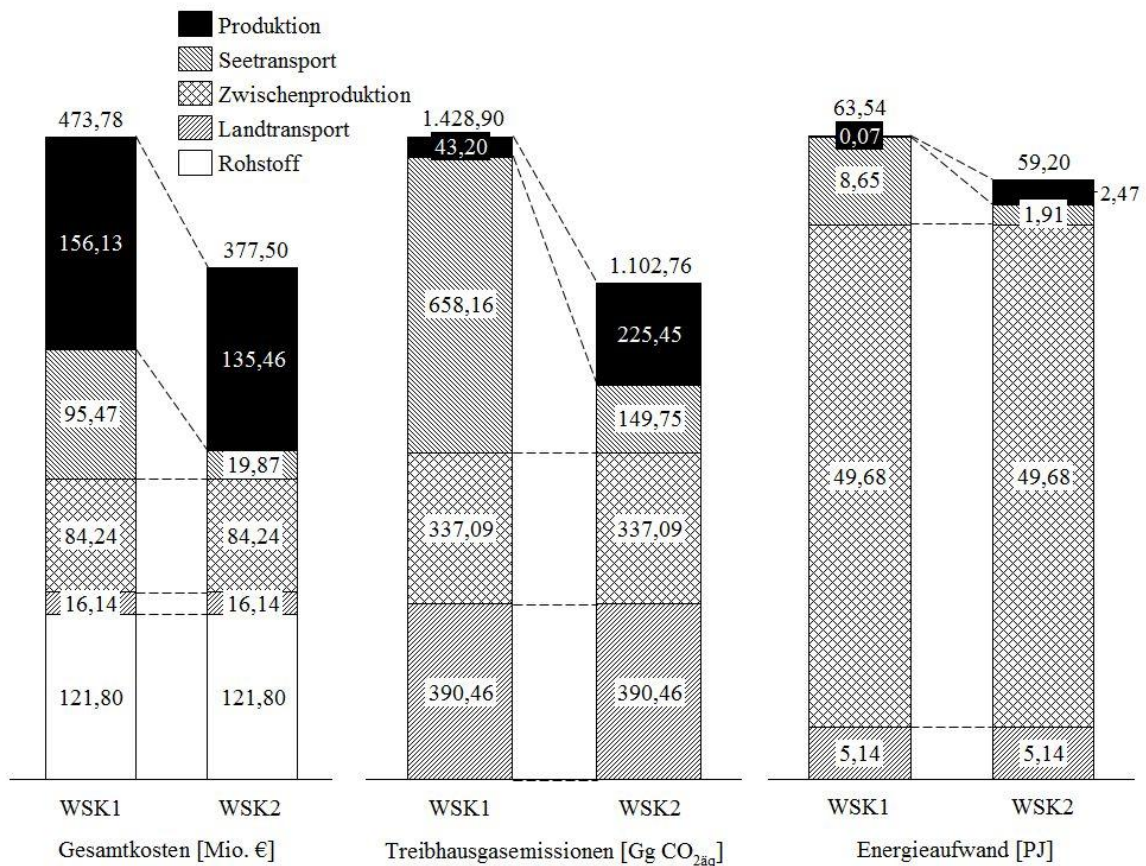


Abbildung 4.2: Vergleich der Gesamtkosten, Treibhausgasemissionen umgerechnet in Kohlendioxidäquivalenten ($CO_{2äq}$) und Energieaufwände der Wertschöpfungsketten (WSK) 1 und 2.

Abbildung 4.2 zeigt, dass nur die Wertschöpfungs-schritte Seetransport und Kraftstoffproduktion durch eine Produktionsverlagerung in das Rohstoffursprungsland beeinflusst werden. Durch die Produktionsverlagerung können für den Seetransport die Werte über alle drei Bewertungskriterien reduziert werden. So sinken die Seetransportkosten wie zuvor beschrieben um 79 % von 95,47 Mio. € auf 19,87 Mio. €, die THG-Emissionen um 77 % von 658,16 Gg $CO_{2äq}$ auf 149,75 Gg $CO_{2äq}$ und der Energieaufwand um 78 % von 8,65 PJ auf 1,91 PJ. Durch den Transport des BtL-Kraftstoffes anstelle von EFB-Pellets sinkt das Ladungsaufkommen um 83 % von 2.860 Gg auf 491 Gg. Das die Reduktion der Kosten, THG-Emissionen und des Energieaufwandes mit 77 % bis 79 % nicht ganz der Mengenreduktion von 83 % entspricht, ist den für den Kraftstofftransport eingesetzten Tankschiffen anstelle von Massengutfrachtern für EFB-Pellets geschuldet.

Die Produktionskosten sinken durch eine Verlagerung der Produktion nach Malaysia wegen der niedrigeren Lohn- und Kapitalkosten um 13 % von 156,13 Mio. € auf 135,46 Mio. €. Auf der anderen Seite steigen die THG-Emissionen um mehr als das Fünffache von 43,20 Gg $CO_{2äq}$ auf 225,45 Gg $CO_{2äq}$ und der Energieaufwand um mehr

als das 35-fache von 0,07 PJ auf 2,47 PJ. Die höheren THG-Emissionen der Kraftstoffproduktion werden durch die im Vergleich zu Deutschland weitaus niedrigeren Umweltauflagen in Malaysia verursacht. Der erhöhte Energieaufwand ist den Unterschieden im Energiemix zwischen Malaysia und Deutschland geschuldet.

Da der Seetransport aufgrund der großen Entfernung von Malaysia nach Brake einen sehr hohen Anteil an den Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwänden der Wertschöpfungskette 1 hat, fallen die Einsparungen durch die Produktionsverlagerung entsprechend hoch aus. Folglich ist es nur dann möglich, die Kosten-, Emissions- und Energieaufwandsminderungen auf andere Wertschöpfungsketten zu übertragen, wenn diese einen vergleichbar hohen Seetransportanteil aufweisen. Dies trifft für die Wertschöpfungskette 5 zu. Bei den Wertschöpfungsketten 6 und 7, mit weitaus kürzeren Transportentfernungen, ist zwar davon auszugehen, dass sich die Einsparungen des Seetransportes bei einer Produktionsverlagerung prozentual ähnlich auswirken wie bei der Wertschöpfungskette 2. Durch den geringeren Anteil des Seetransportes an den Gesamtkosten, THG-Emissionen und Energieaufwänden wird der absolute Effekt jedoch niedriger ausfallen als bei der Wertschöpfungskette 2. Darüber hinaus kann bei den Wertschöpfungsketten 6 und 7 nicht davon ausgegangen werden, dass die Produktionskosten in vergleichbarer Größenordnung reduziert werden können, da die Investitions- und Personalkosten in Kanada und Litauen höher sind als in Malaysia. Die Vorteilhaftigkeit einer Produktionsverlagerung in das Rohstoffursprungsland ist im Einzelfall für ein konkretes Investitionsvorhaben zu prüfen, indem die Gesamtkosten und die ökologischen und energetischen Auswirkungen berechnet werden.

Die BtL-Produktion hat mit 33 % bis 43 %, unter Berücksichtigung der KWK-Gutschriften, den größten Anteil an den Gesamtkosten der biogenen Wertschöpfungsketten. Für die Optimierung des BtL-Produktionsprozesses und den daraus resultierenden Kosteneinsparungen sind zwei Alternativen denkbar: Die Nutzung von Skalen- und Lerneffekten sowie die Integration der Produktion in eine Raffinerie oder Chemiefabrik. Die Grundlage für die ökonomische Bewertung der Wertschöpfungsketten ist die Kostenstruktur einer BtL-Produktionsanlage mit einem Produktionspotenzial von 200 Gg a⁻¹. Es ist davon auszugehen, dass bei einer Erhöhung der Produktionsmenge auf 500 Gg a⁻¹, durch die Anlagengröße und die zunehmende Prozess Erfahrung, die Produktion optimiert werden kann. Aufgrund des höheren Rohstoffbedarfes ist darüber hinaus mit sinkenden Einkaufspreisen zu rechnen. Da bisher nur wenig Erfahrung mit einem industriellen BtL-Produktionsprozess gemacht wurde, ist momentan nicht absehbar, in welcher Größenordnung sich diese Optimierungspotenziale bewegen werden und wo die optimale Anlagengröße liegt. Hierzu sind zukünftig weiterführende Studien erforderlich. Weitere Optimierungspotenziale ergeben sich zudem aus technischen und chemisch-physikalischen Prozessverbesserungen.

Die dena-Studie zeigt, dass durch die Integration der BtL-Produktion in eine Raffinerie oder Chemiefabrik die Investitionskosten um 25 % und die Produktionskosten um etwa 20 % reduziert werden können [DENA, 2006]. Aus dieser Studie wird jedoch nicht ersichtlich wie genau diese Integration aussehen soll, um Kosteneinsparungen zu erzielen. Es bleibt daher kritisch zu hinterfragen, wie die Integration gestaltet werden muss, um die beschriebenen Kosteneinsparungen zu realisieren. Gleichzeitig bleiben die Eigenschaften der Raffinerie (fossil oder biogen) und der Chemiefabrik unspezifiziert. Hierzu sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse konnte gezeigt werden, dass der Äquivalenzölpreis für eine Konkurrenzfähigkeit von BtL-Kraftstoff mit fossilem Dieseldieselkraftstoff noch nicht erreicht ist. Hierfür muss der Ölpreis auf mindestens 105,02 \$ bbl⁻¹ steigen. Gleichzeitig wurde herausgearbeitet, dass bei einer flächendeckend verpflichtenden Einführung von CO₂-Zertifikaten die BtL-Wertschöpfungsketten 2, 6 und 7 wirtschaftlich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion konkurrenzfähig wären. Zudem konnte gezeigt werden, dass die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion fast dreimal so stark auf Veränderungen des CO₂-Zertifikatpreises wie auf Veränderungen des Ölpreises und zudem 6-mal bis 32-mal stärker als die biogenen Wertschöpfungsketten reagieren. Die Erhöhung des CO₂-Zertifikatpreises ist somit ein Instrument, das mit kleinen Veränderungen große Gesamtkostensteigerungen bei der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion bewirkt, während gleichzeitig nur geringe Gesamtkostensteigerungen bei den biogenen Wertschöpfungsketten verursacht werden. Demnach ließe sich hiermit die Marktfähigkeit von BtL-Kraftstoff besonders gut politisch fördern. Aus diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass der Politik mit einer flächendeckenden Verpflichtung zum Erwerb von CO₂-Zertifikaten ein wirksames Instrument zur Steuerung der Energiewende auf dem Kraftstoffmarkt zur Verfügung steht. Darüber hinaus legen die Ergebnisse nahe, dass die politisch gewollte Einführung von Biokraftstoffen besser über die Besteuerung der CO₂-Emissionen der Kraftstoffnutzung erreicht werden kann als durch die derzeit bestehende Quotenregelung.

5 Zusammenfassung und Implikationen

5.1 Zusammenfassung

Eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts ist die nachhaltige Energieversorgung von Bevölkerung und Wirtschaft. Problematisch sind vor allem die begrenzte Verfügbarkeit fossiler und nuklearer Rohstoffe, die daraus resultierenden Steigerungen der Energiepreise, die Gefahren der nuklearen Energieversorgung und die Umweltverschmutzung durch die hohen Treibhausgasemissionen der derzeitigen Energieumwandlungstechnologien. Um diese Herausforderungen zu bewältigen, ist eine Energiewende nötig, die den folgenden Anforderungen gerecht werden muss: Die bestehenden Energieumwandlungstechnologien müssen optimiert, der Energieverbrauch muss durch Vermeidung von Energieverschwendung und Steigerung der Energieeffizienz verringert und fossile und nukleare Energieträger müssen durch regenerative Alternativen substituiert werden. Für eine nachhaltige Energiewende müssen dabei alle drei beschriebenen Wege gleichzeitig beschritten werden. Die Energieoptimierung und die Senkung des Energieverbrauches erfordern die technische Verbesserung bestehender Prozesse, während die Substitution fossiler und nuklearer Energie durch erneuerbare Alternativen eine strategische Neuorientierung der Strom-, Wärme- und Kraftstoffmärkte erfordert. Vor allem auf dem Kraftstoffmarkt hat die Energiewende bisher nur sehr zögerlich stattgefunden, da es bislang keine regenerativen Alternativen zu fossilen Kraftstoffen gibt, die in den vorherrschenden Verbrennungsmotoren problemlos eingesetzt werden können.

BtL-Kraftstoffe haben das Potenzial sinnvolle Alternativen zu fossilem Kraftstoff zu sein und können somit einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Im Vergleich zu anderen existierenden Biokraftstofftechnologien bietet BtL ein sehr großes Marktpotenzial, weil der Kraftstoff ohne weitere Modifikationen in heute üblichen Verbrennungsmotoren verwendet werden kann. Eine signifikante Substitution von fossilem Kraftstoff durch BtL setzt jedoch die Konkurrenzfähigkeit von BtL im Vergleich zu fossilem Kraftstoff voraus. Die Wertschöpfungsketten zur Herstellung von BtL-Kraftstoff sollten daher ökonomisch, ökologisch und energetisch mindestens gleichwertig zu den Wertschöpfungsketten der fossilen Kraftstoffproduktion sein.

Die aktuelle Diskussion in Wissenschaft und Praxis über BtL-Kraftstoffe konzentriert sich auf die technische Umsetzung des Produktionsprozesses und die Möglichkeiten der nationalen Rohstoffbeschaffung. Gleichzeitig wird jedoch davon ausgegangen, dass für eine signifikante Substitution fossilen Kraftstoffes mittels BtL nicht ausreichend

einheimische Biomasse zur Verfügung steht, ohne in Nutzungs- oder Landnutzungs-konkurrenz zur menschlichen und tierischen Ernährung zu geraten. Deshalb ist der Import von Biomasse für einen substantiellen Ersatz von fossilem Kraftstoff durch BtL-Kraftstoff unumgänglich. Obwohl diese Tatsache in Forschung und Praxis anerkannt ist, gibt es bisher keine Studien zu BtL-Kraftstoffen auf Basis importierter Biomasse.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde zunächst herausgearbeitet welche Biomassen den Anforderungen des BtL-Produktionsprozesses genügen und damit für die Herstellung von BtL-Kraftstoff in Frage kommen. Unter Berücksichtigung dieser Anforderungen stellen sich EFB-Pellets aus Malaysia, gemahlene Reisschalen aus China, Holzpellets aus Kanada und Holzhackschnitzel aus Litauen aus heutiger Sicht als die geeignetsten Rohstoffalternativen dar. Neben der grundsätzlichen Eignung zur Substitution einheimischer Biomasse sind diese Rohstoffe zudem weniger kostenintensiv als einheimische Rohstoffe und im Jahresverlauf stetig verfügbar. Um diese Vorteile von importierter Biomasse nutzen zu können, ist als BtL-Produktionsstandort nur ein Seehafen sinnvoll, da andernfalls durch die zusätzlich erforderliche Logistik die Kostenvorteile und die stetige Verfügbarkeit nicht mehr gegeben wären. Als Produktionsstandort wurde für die BtL-Produktion der größte deutsche Biomasse-Spezialhafen in Brake/Unterweser und für die fossile Kraftstoffproduktion der größte deutsche Ölhafen in Wilhelmshaven ausgewählt. Als Herstellungsverfahren wurden die zwei am weitesten entwickelten Produktionsprozesse, das Carbo-V[®]-Verfahren der Firma Choren und das bioliq[®]-Verfahren des Forschungszentrums Karlsruhe, betrachtet. Auf dieser Grundlage wurden fünf BtL-Wertschöpfungsketten und eine Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion identifiziert. Zu Vergleichszwecken wurden zwei weitere BtL-Wertschöpfungsketten mit Kraftstoffproduktion im Ursprungsland des Rohstoffes hinzugezogen. Der Vergleich der Wertschöpfungsketten erfolgte ökonomisch mit der Kostenvergleichsrechnung, ökologisch mit der Treibhausgasbilanz und energetisch mit der Energiebilanz. Darüber hinaus wurde mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen der Einfluss des Ölpreises und des Preises von CO₂-Zertifikaten auf die Gesamtkosten der biogenen Wertschöpfungsketten und der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion herausgearbeitet.

Es wurden in dieser Arbeit Antworten auf die folgenden Fragen gegeben:

- Gibt es BtL-Wertschöpfungsketten auf der Basis importierter Rohstoffe, die ökonomisch, ökologisch und energetisch mindestens äquivalent im Vergleich zu einer analogen Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion sind?
- Welche der untersuchten BtL-Wertschöpfungsketten sind am besten für eine konkurrenzfähige Kraftstoffproduktion geeignet?

- Wie müssen sich die exogenen Einflussfaktoren Ölpreis und CO₂-Zertifikatpreis verändern, um die Konkurrenzfähigkeit von BtL-Wertschöpfungsketten zu verbessern?

Es wurde gezeigt, dass die BtL-Wertschöpfungsketten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion ökologisch und energetisch überlegen, ökonomisch jedoch unterlegen sind. Werden jedoch die ökonomischen, ökologischen und energetischen Resultate der Wertschöpfungsketten gleich gewichtet, ergibt sich ein anderes Bild: Es konnten fünf BtL-Wertschöpfungsketten identifiziert werden, die der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion insgesamt überlegen sind.

Der Vergleich der BtL-Wertschöpfungsketten zeigt, dass bei den zwei am ehesten für eine konkurrenzfähige Kraftstoffproduktion geeigneten BtL-Wertschöpfungsketten Holzhackschnitzel aus Litauen oder Holzpellets aus Kanada als Rohstoffe in den Produktionsprozess eingebracht werden. Somit bildet holzartige Biomasse aus Europa oder dem atlantischen Raum (Ostküste von Nord- und Südamerika, Westafrika) mit Kosten von maximal 4,55 € GJ⁻¹ bzw. 69,25 € Mg⁻¹ am ehesten die Basis für eine ökonomisch konkurrenzfähige BtL-Produktion. Demgegenüber ist Biomasse aus Ostasien mit Kosten von bis zu 7,03 € GJ⁻¹ bzw. 111,07 € Mg⁻¹ behaftet und deshalb für eine ökonomisch konkurrenzfähige BtL-Produktion in Deutschland derzeit nicht geeignet.

Der BtL-Produktionsprozess nach dem Carbo-V[®]-Verfahren ist besser für die BtL-Kraftstoffproduktion auf Basis importierter Rohstoffe geeignet als die BtL-Produktion nach dem bioliq[®]-Verfahren. Das bioliq[®]-Verfahren hat zwar ein größeres Treibhausgasminderungspotenzial, bei vergleichbarer Energieeffizienz sind die Gesamtkosten jedoch signifikant höher als die des Carbo-V[®]-Verfahrens, so dass eine Konkurrenzfähigkeit zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion auch langfristig nicht absehbar ist. Der Vergleich der Produktionsstandorte zeigt, dass es für Wertschöpfungsketten auf Basis des Carbo-V[®]-Verfahrens und mit großen Seetransportentfernungen vorteilhaft ist, die BtL-Produktion im Ursprungsland des Rohstoffes durchzuführen. Für Wertschöpfungsketten mit BtL-Produktion nach dem bioliq[®]-Verfahren ergibt sich keine signifikante Änderung durch eine Verlagerung des Produktionsstandortes.

Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse wurde herausgearbeitet, dass ab einem Ölpreis von 105,02 \$ bbl⁻¹ bzw. ab einem CO₂-Zertifikatpreis von 8,20 € Mg_{CO₂}⁻¹ die Kosten der ökonomisch vorteilhaftesten BtL-Wertschöpfungskette mit den Kosten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion äquivalent werden. Bei einem Ölpreis von 98 \$ bbl⁻¹ und einem Börsenpreis für CO₂-Zertifikate von 14,58 € Mg_{CO₂}⁻¹ im März

2011 ist somit die Konkurrenzfähigkeit von BtL-Kraftstoff gegenüber fossilem Dieselmotorkraftstoff annähernd erreicht bzw. wäre bei einer gesetzlich verpflichtenden Abnahme von CO₂-Zertifikaten gegeben. Für BtL-Wertschöpfungsketten auf Basis ostasiatischer Rohstoffe wird die ökonomische Konkurrenzfähigkeit zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion erst ab einem Ölpreis von 175 \$ bbl⁻¹ und einem CO₂-Zertifikatspreis von 20 € Mg_{CO₂}⁻¹ erreicht. Sollte dennoch wegen des großen Mengenpotenzials ostasiatische Biomasse die Grundlage der BtL-Produktion bilden, so ist die Verlagerung der BtL-Produktion in das Ursprungsland des Rohstoffes sinnvoll. Hierdurch ist eine im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion annähernd konkurrenzfähige BtL-Produktion möglich.

Die Arbeit hat gezeigt, dass eine konkurrenzfähige Produktion von BtL-Kraftstoff auf Basis importierter Biomasse an einem norddeutschen Hafenstandort auch ohne steuerliche Begünstigung wirtschaftlich realisierbar wäre und somit einen signifikanten Beitrag zur Substitution fossiler Kraftstoffe und damit zur Energiewende leisten könnte.

Aus den Ergebnissen dieser Arbeit und den in Kapitel 4 diskutierten Wirkungszusammenhängen ergeben sich diverse Implikationen für die Forschung, Praxis und Politik, die in den folgenden Abschnitten näher dargelegt werden.

5.2 Implikationen für die Forschung

Aus den Ergebnissen in Kapitel 3 und der anschließenden Diskussion in Kapitel 4 lassen sich folgende Themen identifizieren, bei denen weiterer Forschungsbedarf notwendig ist: die Suche nach weiteren, für die BtL-Produktion geeigneten, Rohstoffen, weitergehende Untersuchungen zu den Auswirkungen einer Produktionsverlagerung in das Ursprungsland des Rohstoffes, die Optimierung des BtL-Produktionsprozesses und die möglichen Potenziale einer Integration der BtL-Produktion in Raffinerien oder Chemiefabriken. Da gezeigt werden konnte, dass alle BtL-Wertschöpfungsketten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion ökologisch und energetisch überlegen sind, sollten sich diese Untersuchungen auf die Erreichung der ökonomischen Konkurrenzfähigkeit von BtL-Wertschöpfungsketten im Vergleich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion konzentrieren.

In den Abschnitten 3.1 und 4.3 wurde herausgearbeitet, dass die Rohstoffe einen essentiellen Einfluss auf die Kosten der Vorkette und damit auf die Gesamtkosten einer BtL-Wertschöpfungskette haben. Zum einen machen die Rohstoffkosten bis zu 32 % der Gesamtkosten aus und zum anderen determinieren die Rohstoffeigenschaften die Kosten der Vorkette bis zur BtL-Produktionsanlage. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass bei einer Kraftstoffproduktion in Deutschland nur BtL-Wertschöpfungsketten auf Basis von kanadischen Holzpellets oder HHS aus dem Baltikum eine annähernd konkurrenzfähige Kostenstruktur im Vergleich zur Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion aufweisen. Das Kraftstoffpotenzial dieser Rohstoffe liegt bei 3.000 Gg a^{-1} und somit bei gut 8 % des derzeit jährlichen Dieserverbrauchs in Deutschland in Höhe von 36.000 Gg a^{-1} [BMV, 2010]. Für eine signifikante Substitution fossilen Dieselmotorkraftstoffes ist demnach eine sehr viel breitere Rohstoffbasis erforderlich. Das Kraftstoffpotenzial der ostasiatischen Rohstoffe EFB-Pellets und GRH in Höhe von 14.600 Gg a^{-1} könnte 41 % des nationalen Dieselmotorkraftstoffverbrauches decken. Diese Rohstoffe sind jedoch nur zu konkurrenzfähigen Kosten nutzbar, wenn die BtL-Produktion im Rohstoffursprungsland erfolgt. Soll ein möglichst hoher Anteil an BtL-Kraftstoff in Deutschland produziert werden, ist somit ein erheblicher Forschungsbedarf zur Identifizierung weiterer geeigneter Biomasserohstoffe erforderlich, welche die in Abschnitt 2.3.1.1 beschriebenen Anforderungskriterien erfüllen.

Die beschriebenen Kraftstoffpotenziale der Rohstoffe machen deutlich, dass eine Substitution fossilen Dieselmotorkraftstoffes mit BtL auf Basis von Reststoffen bis etwa zur Hälfte des momentanen Kraftstoffverbrauches gelingen kann. Jegliche darüber hinaus gehende Substitution kann nur durch Anbaumasse erreicht werden. Derzeit werden in Versuchsprojekten Nutzungsmöglichkeiten schnell wachsender Hölzer, wie Pappeln

und Weiden, in so genannten Kurzumtriebsplantagen untersucht. Darüber hinaus sind Jatropha und Algen als potenzielle Anbaubiomassen für die BtL-Produktion im Gespräch. Für die Generierung eines signifikanten Rohstoffpotenzials, das überdies weder in direkter Nutzungskonkurrenz noch in Landnutzungskonkurrenz zur menschlichen und tierischen Ernährung steht, ist noch intensive Grundlagenforschung erforderlich.

In den Abschnitten 3.1 und 4.3 wurde gezeigt, dass eine Verlagerung der BtL-Produktion in das Ursprungsland des Rohstoffes für BtL-Wertschöpfungsketten auf Basis des Carbo-V[®]-Verfahrens bei Eintrag von ostasiatischer Biomasse die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette signifikant senken kann, so dass die Konkurrenzfähigkeit zur fossilen Kraftstoffproduktion nahezu erreicht wird. Es wurde zudem gezeigt, dass aufgrund der unterschiedlichen Kostenstrukturen eine Übertragbarkeit dieses Ergebnisses auf die Wertschöpfungsketten, deren Rohstoffe nicht aus Ostasien stammen, nicht uneingeschränkt möglich ist. Es bleibt daher zu untersuchen, für welche Rohstoffe eine Produktionsverlagerung in das Ursprungsland des Rohstoffes signifikante Kostenvorteile generieren kann. Dies sollte durch weitere Studien unter Berücksichtigung von Rohstoffeigenschaften, Transportentfernung, fossilem Kraftstoffpreis und ökologischen Auswirkungen vertiefend analysiert werden. Das Ergebnis solcher Untersuchungen würde potenziellen Investoren weitere Entscheidungskriterien zur Ausgestaltung einer möglichst optimalen BtL-Wertschöpfungskette an die Hand geben.

Die BtL-Produktion wurde in den Abschnitten 3.1 und 4.3 als der Wertschöpfungsschritt identifiziert, der mit bis zu 43 % den größten Anteil an den Gesamtkosten der BtL-Wertschöpfungsketten hat. Da derzeit erst eine industrielle BtL-Produktionsanlage mit einer Produktionskapazität von 18 Gg a⁻¹ in Betrieb ist, ist davon auszugehen, dass für sämtliche Prozessschritte der BtL-Produktion technische Verbesserungen zum einen zur Realisierung von Kostensenkungspotenzialen bei den variablen Kosten führen, z.B. durch günstigere Katalysatoren oder niedrigeren Energieverbrauch, und zum anderen auch die hohen Investitionskosten (2 Mrd. € bei einer Produktionskapazität von 500 Gg a⁻¹) durch Wegfallen eines obsolet gewordenen Teilschrittes gesenkt werden können. Die in dieser Arbeit zugrunde gelegte großindustrielle BtL-Produktionsanlage ist 28-mal größer als die derzeit einzige sich in Betrieb befindende BtL-Produktionsanlage. Bei einer Hochskalierung des Produktionsprozesses ist davon auszugehen, dass neben den technischen auch betriebswirtschaftliche Kostensenkungspotenziale durch Skalen- und Lerneffekte auftreten, wodurch die Konkurrenzfähigkeit der BtL-Wertschöpfungsketten gegenüber der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion erhöht werden kann. Durch weitere interdisziplinäre technische, naturwissenschaftliche und betriebswirtschaftliche Forschung sollten diese Potenziale identifiziert und beziffert werden.

In Abschnitt 4.3 wurde dargelegt, dass durch die Integration der BtL-Produktion in eine Raffinerie oder Chemiefabrik die Investitionskosten um 25 % und die variablen Produktionskosten um 20 % gesenkt werden können. Eine derartige Kostensenkung würde die Gesamtkosten der Wertschöpfungsketten 2, 6 und 7 unter die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion fallen lassen. Der aktuelle Forschungsstand hat jedoch einige Limitationen. Zum einen bleibt ungeklärt wie tief die Prozessintegration zwischen Raffinerie bzw. Chemiefabrik und der BtL-Produktion erfolgen muss. Zum anderen bleiben die Charakteristika der Raffinerie bzw. Chemiefabrik unspezifiziert. Demnach besteht weiterer Forschungsbedarf zur Beseitigung dieser Defizite.

5.3 Implikationen für die Praxis

Aus den Ergebnissen dieser Arbeit lassen sich einige wichtige Implikationen für die Praxis, insbesondere für Investoren, ableiten. Für eine Investition in eine BtL-Produktionsanlage muss zunächst geprüft werden, ob eine erfolgreiche Realisierung unter den gegebenen externen Rahmenbedingungen möglich ist. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 3.4 zeigen, dass im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion eine konkurrenzfähige BtL-Produktion an einem deutschen Seehafenstandort auf Basis importierter Biomasse unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht möglich ist. Eine Investition wäre erst dann sinnvoll, wenn der Ölpreis konstant über 105 \$ bbl⁻¹ liegt oder die Abnahme von CO₂-Zertifikaten für die Emissionen der Wertschöpfungskette gesetzlich verpflichtend wird.

Aus den Ergebnissen und der Diskussion lässt sich ableiten, wie eine BtL-Wertschöpfungskette in der Praxis konzipiert werden muss, um ökonomisch möglichst vorteilhaft zu sein. Die Optimierung der komplexen Logistikkette ist entscheidend für den ökonomischen Erfolg der BtL-Produktion. Zunächst gilt es, einen geeigneten Rohstoff zu identifizieren und die benötigten Mengen zu sichern. Aus technischen Gründen und für eine optimale Gestaltung des Produktionsprozesses ist es sinnvoll, nur einen Rohstoff einzusetzen. Die langfristig stetige Versorgung einer BtL-Produktionsanlage mit günstiger Biomasse wird jedoch nur durch den Einsatz verschiedener Biomassen zu gewährleisten sein.

Der Zwischenproduktionsschritt einer BtL-Wertschöpfungskette ist abhängig von dem ausgewählten Rohstoff. Eine kostenintensive Zwischenproduktion lohnt sich nur, wenn die Seetransportdistanz groß ist und der Rohstoff durch den Zwischenproduktionsschritt eine deutlich höhere Dichte und einen höheren Energiegehalt erhält. Im Einzelfall ist immer zwischen den Zwischenproduktionskosten und den zu erzielenden Einsparungen bei den Seetransportkosten abzuwägen. Die Ansiedlung der Zwischenproduktion am Entstehungsort der Biomasse ist eine geeignete Maßnahme zur Minimierung der Landtransportkosten.

Als BtL-Produktionsprozess sollte das Carbo-V[®]-Verfahren gewählt werden, da es gegenüber dem bioliq[®]-Verfahren signifikant geringere Gesamtkosten aufweist. Die vergleichsweise hohen Gesamtkosten des bioliq[®]-Verfahrens sind scheinbar auch von dem FZK erkannt worden. Dementsprechend sollen mit dem bioliq[®]-Verfahren in Zukunft vor allem Grundstoffe der chemischen Industrie, Energie und nur sehr kleine Mengen Kraftstoff hergestellt werden [FZK, 2011]. Bei einer BtL-Produktion in Deutschland ermöglicht die Kraftstoffproduktion am Seehafenstandort die Nutzung der

Kostenvorteile und der stetigen Versorgung importierter Biomasse und zudem den Aufbau einer optimierten Distributionslogistik mit allen Verkehrsträgern. Investoren können sich als First Mover eine dominierende Wettbewerbsstellung aufbauen und mit langfristigen Wettbewerbsvorteilen rechnen. Diese Chance geht jedoch mit hohen Markteintrittsbarrieren aufgrund der komplexen technischen und logistischen Anforderungen, hohen Investitionskosten und unsicheren politischen Rahmenbedingungen einher.

5.4 Politische Implikationen

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass bei einer verpflichtenden Einführung von CO₂-Zertifikaten die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit von BtL im Vergleich zur fossilen Kraftstoffproduktion gegeben ist. Demnach ist der Politik mit dem Emissionshandel ein wirkungsvolles Instrument an die Hand gegeben, um kurzfristig die bestehenden ökonomischen Nachteile von BtL-Kraftstoff zu kompensieren, ohne steuerliche Mindereinnahmen in Kauf nehmen zu müssen. Der gesetzlich verpflichtende Handel mit CO₂-Zertifikaten ist aus diesem Grund ein sehr guter Weg, die Energiewende voranzutreiben. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen haben zudem gezeigt, dass die Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion bis zu 32-mal stärker auf Veränderungen des CO₂-Zertifikatpreises reagiert als die BtL-Wertschöpfungsketten. Somit haben schon kleine Änderungen des CO₂-Zertifikatpreises große Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion, ohne dass die Gesamtkosten der biogenen Wertschöpfungsketten übermäßig steigen. Die Politik sollte dies erkennen und durch die gesetzlich verpflichtende Einführung von CO₂-Zertifikaten zur Energiewende im Kraftstoffmarkt beitragen.

Die aktuellen gesetzlichen Regelungen (BiokraftQuG und Biokraft-NachV) fördern die Einführung von Biokraftstoffen durch die Festsetzung von verpflichtenden Biokraftstoffquoten an der Gesamtkraftstoffmenge. Durch diesen gesetzlichen Zwang wird jedoch kein ökonomischer Anreiz geschaffen, Biokraftstoffe über die Quoten hinaus in Verkehr zu bringen, womit im Endeffekt eine Deckelung des Biokraftstoffmarktes erfolgt. Zwar gibt es über die Quotenregelung hinaus eine Befreiung innovativer Biokraftstoffe von der Mineralölsteuer, von der auch BtL-Kraftstoffe profitieren, diese läuft jedoch im Jahr 2018 aus [BIOKRAFTQUG, 2006; BIOKRAFT-NACHV, 2009].

Bei Befreiung des BtL-Kraftstoffes von der Mineralölsteuer erwirtschaften alle BtL-Wertschöpfungsketten einen Gewinn. Jedoch ist bei der Investition in eine BtL-Produktionsanlage im Jahr 2011 mit deren Fertigstellung nicht vor 2013 zu rechnen. In den dann verbleibenden fünf Jahren ist es auch mit Mineralölsteuerbefreiung für keine der BtL-Wertschöpfungsketten möglich, die Investitionskosten von 2 Mrd. € zu erwirtschaften. Die Beschränkung der Laufzeit verhindert somit Investitionen in eine großindustrielle BtL-Produktion in Deutschland. Eine dauerhafte Befreiung der BtL-Kraftstoffe von der Mineralölsteuer ist politisch nicht umsetzbar, da diese, wie am Beispiel Biodiesel zu beobachten war, nicht mit den EU-Wettbewerbsbestimmungen zu vereinbaren ist. Als Gegenentwurf legen die Ergebnisse dieser Arbeit nahe, die Mineralölsteuer durch die Besteuerung des CO₂-Ausstosses eines Kraftstoffes zu ersetzen, womit eine adäquate Förderung von Biokraftstoffen erreicht werden kann. Die hierfür notwendigen Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung des CO_{2äq}-Ausstosses verschiede-

ner Kraftstoffarten sind bereits mit der RED und der Biokraft-NachV geschaffen worden [BIOKRAFT-NACHV, 2009; RED, 2009].

Die Technologie der BtL-Kraftstoffproduktion wurde in Deutschland entwickelt. Wenn es das politische Ziel sein soll, durch eine großindustrielle BtL-Produktion eine signifikante Substitution fossiler Kraftstoffe zu erreichen, so sollten Anreizsysteme für die Ansiedlung von BtL-Produktionsanlagen an norddeutschen Seehafenstandorten geschaffen werden. Mögliche Anreizsysteme wären Investitions- und Technologieförderungen, wie zinsfreie Darlehen oder so genannte Private Public Partnership Projekte, durch die ein Teil des Risikos auf den Staat abgewälzt werden kann. Durch die Einführung solcher Anreizsysteme lässt sich die deutsche Führungsrolle auf dem Gebiet der BtL-Produktionsprozesse festigen und ausbauen, um somit den Technologiestandort Deutschland durch eine weitere Zukunftstechnologie zu sichern und aufzuwerten. Durch gezielte politische Maßnahmen können so Arbeitsplätze in Deutschland und auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit ausgebaut und langfristig gesichert werden.

Danksagung

Viele Personen haben auf ihre ganz individuelle Art und Weise zum Gelingen meines Dissertationsvorhabens beigetragen, ohne die ich die vorliegende Arbeit wahrscheinlich nicht abgeschlossen hätte. Ihnen allen möchte ich an dieser Stelle meinen ganz persönlichen Dank aussprechen.

An erster Stelle gilt mein herzlicher Dank meinem Doktorvater und Mentor Dr. Jens-Karl Wegener, der mir stets mit Rat und Tat zur Seite stand. Ohne seine engagierte und warmherzige Unterstützung wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen. Ein besonderer Dank gilt Herrn Professor Dr. Wolfgang Lücke, der mir ermöglicht hat, als externer Promovierender an seinem Lehrstuhl an der Georg-August-Universität Göttingen diese Dissertation anzufertigen. Seine Anregungen und sein Enthusiasmus haben den Weg für diese Arbeit bereitet. Des Weiteren möchte ich Herrn Professor Dr. Ludwig Theuvsen für seine wertvollen Denkanstöße und die schnelle und bereitwillige Übernahme des Zweitgutachtens danken. Darüber hinaus bedanke ich mich bei Herrn Professor Dr. Ir. Herman van den Weghe für seine Bereitschaft als Drittprüfer zu agieren und für seine herausfordernden Fragen während der Verteidigung dieser Dissertation. Danken möchte ich stellvertretend für meine Kollegen in der Abteilung Agrartechnik Herrn Dr. Dieter von Hörsten für das große Interesse an meiner Arbeit und die kollegiale Unterstützung während meiner Besuche in Göttingen. Ebenso gilt mein Dank Frau Martina Weitemeyer, die mich bei allen für eine Dissertation notwendigen bürokratischen Abläufen immer freundlich unterstützt und geleitet hat.

Eine praxisorientierte Arbeit wäre ohne die Unterstützung aus der Wirtschaft nicht möglich. Deshalb möchte ich den Vorständen der J. Müller AG, Brake, den Herren Jan Müller, Thomas Bielefeld und Jürgen Huntgeburth für die Möglichkeit des Einblickes in die für diese Arbeit relevanten Abläufe und die Bereitschaft für intensive Gespräche danken. Ebenso gilt mein Dank Herrn Rainer Schlehr für die Bereitstellung der benötigten logistischen Daten.

Die berufsbegleitende Fertigstellung der Dissertation neben meiner Arbeit als selbstständiger Unternehmensberater konnte nur durch die uneingeschränkte Unterstützung meiner Familie und Freunde gelingen. Hierbei möchte ich vor allem meinem Schwager, Dr. Holger Benthien, für die kritische Durchsicht des Manuskriptes sowie seine äußerst hilfreichen Hinweise in der Phase der Fertigstellung danken. Darüber hinaus möchte ich meiner Schwester, Dr. Gerhild Tegeler, und insbesondere meinen Schwiegereltern,

Ingeborg und Dr. Horst Benthien, für ihre unermüdliche familiäre Unterstützung und die Schaffung der für die Erstellung der Arbeit benötigten Freiräume danken.

Den größten Beitrag bei der Bewältigung meines Dissertationsvorhabens hat meine Frau Wiebke Müller geleistet, die sämtliche Höhen und Tiefen, die eine Dissertation mit sich bringt, direkt und umfänglich erleben durfte. Für ihre unermüdliche Unterstützung und Motivation in schwierigen Situationen, ihren Rückhalt in den vergangenen Jahren sowie ihren Beitrag bei der Korrektur und Fertigstellung der Dissertation möchte ich mich ganz besonders bedanken. Ohne sie wäre diese Arbeit nie beendet worden. Zusammen mit unserem Sohn Johan Konrad war sie die Inspiration und die notwendige Quelle von Freude und Glück. Ihnen widme ich diese Arbeit.

Literaturverzeichnis

- ACI - Agrifood Consulting International** (2002): Rice Value Chain Study: Cambodia. Phnom Penh.
- Allen, K.** (2010): Wood Pellet Specs. In: http://www.ehow.com/list_7471547_wood-pellet-specs.html, Stand 03.05.2011.
- APAC - APAC Commodities Pte Ltd.** (2010): Latest Test Results – DIN (eurofins), DIN plus (SGS), A.R. (TLR) - APAC Ground Rice Husk (Vietnam). In: http://www.ricehusk.com/content/menu_113/test-results-2, Stand 08.05.2011.
- Argus Media** (2011): Wood pellet spot price dips on low demand. In: <http://www.canadianbiomassmagazine.ca/content/view/1907/38>, Stand 03.05.2011.
- Arnold, K.; Ramesohl, S.** (2006): Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW - Endbericht. In: http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/BTL-NRW_Endbericht.pdf, Stand: 08.05.2011.
- Asia Biomass Office** (2009): Power Generation Potential by EFB and Rice Husk in Indonesia. In: http://www.asiabiomass.jp/english/topics/0907_05.html, Stand 08.05.2011.
- Bassel, C.** (2011): Wood Pellets Products. In: http://www.alibaba.com/product-free/103598538/wood_pellets.html, Stand 03.05.2011.
- Bielefeld, T.** (2009): Frachtindikationen. E-Mail vom 27.11.2009.
- Biokraft-NachV - Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung** (2009): Verordnung über die nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraft-NachV). Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009, Teil I Nr. 65, Bonn, S. 2174-2202.
- BioKraftQuG - Biokraftstoffquotengesetz** (2006): Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2006, Teil I Nr. 62, Bonn, S. 3180-3188.
- BiomasseV - Biomasseverordnung** (2001): Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2001, Teil I Nr. 29, Bonn, S. 1234-1236.

- Blades, T.** (2006): SunDiesel von Choren: Der Weg zur industriellen Produktion. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 2. Internationaler BtL-Kongress - Synthetische Biokraftstoffe. Technik, Potenziale, Perspektiven. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- BLE - Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung** (2010): Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung. Bonn.
- BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit** (2010a): Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. In: http://www.erneuerbar.com/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf, Stand 08.05.2011.
- BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit** (2010b): Erneuerbare Energien in Zahlen – Internet-Update ausgewählter Daten. In: http://www.erneuerbar.com/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_update_bf.pdf, Stand 08.05.2011.
- BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit** (2011): Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland. In: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>, Stand 08.05.2011.
- BMV - Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung** (2010): Verkehr in Zahlen 2009/2010. DVV Media Group GmbH, Hamburg.
- Braunschweig, C.** (1998): Investitionsrechnung. Oldenbourg Verlag, München/Wien.
- Bridgwater, A.** (2009): Technical and Economic Assessment of Thermal Processes for Biofuels. Life Cycle and Techno-Economic Assessment of the Northeast Biomass to Liquids Project. In: <http://www.nnfcc.co.uk/tools/life-cycle-and-techno-economic-assessment-of-the-north-east-biomass-to-liquids-project-thermal-processes-for-biofuels-nnfcc-08-018>, Stand 04.05.2011.
- Brown, L.** (2009): Plan 4.0 - Mobilizing to Save Civilization. W. W. Norton & Company, New York/London.
- Carlowitz, O.; Claußen, M.; Vodegel, S.** (2005): Die CUTEC-BtL-Versuchsanlage zur Herstellung biogener Kraftstoffe. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Synthetische Biokraftstoffe. Techniken, Potenziale, Perspektiven. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 211-228.
- dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH** (2006): Biomass to Liquid – BtL Realisierungsstudie – Zusammenfassung. In: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/mobilitaet/BtL_Realisierungsstudie.pdf, Stand 08.05.2011.

- DEPI - Deutsche Pellet Institut GmbH** (2010): Zertifizierung von Pellets für den Endkundenmarkt - Handbuch für Deutschland und Österreich. In: <http://www.enplus-pellets.de/downloads/EnplusHandbuch.pdf>, Stand 08.05.2010.
- Destatis - Statistisches Bundesamt** (2011a): Preise - Teuerungsziffern für den Kaufkraftausgleich der Auslandsbesoldung April 2011. In: <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Preise/InternationalerVergleich/Teuerungsziffern,property=file.pdf>, Stand 03.05.2011.
- Destatis - Statistisches Bundesamt** (2011b): Daten nach Land - Deutschland. In: <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Internationales/InternationaleStatistik/Land/Europa/Deutschland,templateId=renderPrint.psml>, Stand 03.05.2011.
- Destatis - Statistisches Bundesamt** (2011c): Daten nach Land - Malaysia. In: <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Internationales/InternationaleStatistik/Land/Asien/Malaysia,templateId=renderPrint.psml>, Stand 03.05.2011.
- DIN - Deutsche Industrie Norm** (2006): DIN EN ISO 14044 2006:11 (D). Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), Deutsche und Englische Fassung. Beuth Verlag, Berlin.
- DIN - Deutsche Industrie Norm** (2009): DIN EN ISO 14040 2009:11 (D). Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006), Deutsche und Englische Fassung. Beuth Verlag, Berlin.
- DIN - Deutsche Industrie Norm** (2010): EN 14961-1:2010. Feste Biobrennstoffe - Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Deutsche Fassung. Beuth Verlag, Berlin.
- Dinjus, E.** (2006): Stand des BIOLIQ-Verfahrens. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 2. Internationaler BtL-Kongress - Synthetische Biokraftstoffe. Technik, Potenziale, Perspektiven. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- Dinjus, E.** (2008): Stand des bioliq-Prozesses des Forschungszentrums Karlsruhe. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 3. BtL-Kongress - Strategien für alternative Antriebstechniken. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- Döhmel, K.** (2006): Die Rolle der Biomasse im Portfolio der Erneuerbaren Energien. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 2. Internationaler BtL-Kongress - Synthetische Biokraftstoffe. Technik, Potenziale, Perspektiven. Tagungsunterlagen, Gülzow.

- Dos, E.** (2011): Wood Pellets Products. In: http://www.alibaba.com/product-free/100099201/Wood_Pellets.html, Stand 03.05.2011.
- Dreesmann, G.** (2000): Beschaffungsoptimierung eines Erdölraffineriebetriebs unter Berücksichtigung von Risiken. Dissertation, Universität Hamburg.
- Drescher, I.** (2008): Erfahrung mit BtL-Kraftstoffen und zukünftige Entwicklung. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 3. BtL-Kongress - Strategien für alternative Antriebstechniken. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- EHRL - Emissionshandelsrichtlinie** (2009): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Letztens geändert durch die Richtlinie 2009/29/EG des Parlaments und des Rates vom 23.04.2009. Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L140, S.63-122.
- EIA - Energy Information Administration** (2010): Weekly Saudi Arabia Light Spot Price FOB (Dollars per Barrel). In: <http://www.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=WEPCSALT&f=W>, Stand 08.05.2011.
- EIA - Energy Information Administration** (2011a): World Crude Oil Prices. In: http://www.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_wco_k_w.htm, Stand 08.05.2011.
- EIA - Energy Information Administration** (2011b): Performance Profiles of Major Energy Producers 2009. In: http://www.eia.doe.gov/finance/performance_profiles/pdf/020609.pdf, Stand 08.05.2011.
- Eurofins - Eurofins AUA GmbH** (2009): Test Report No.: 109064488.1, Rice Husk Ground. Freiberg.
- Ewert, R.; Wagenhofer, A.** (2003): Interne Unternehmensrechnung. 5. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York.
- FAO - Food and Agricultural Organization of the United Nations** (2010): Animal Feed Resources Information System - Oryza sativa, Rice (grain). In: <http://www.fao.org/ag/Aga/agap/frg/afri/Data/312.HTM>, Stand 08.05.2011.
- FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.** (2007): Biokraftstoffe: Pflanzen - Rohstoffe – Produkte. Gülzow.
- FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.** (2009): Biokraftstoffe - Eine vergleichende Analyse. Gülzow.

- FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.** (2010): Marktüberblick Hack- schnitzel-Heizungen. Gülzow.
- FZK - Forschungszentrum Karlsruhe** (2011): Programm Erneuerbare Energien. In: <http://www.kit.edu/forschen/1295.php>, Stand 08.05.2011.
- Götze, U.** (2008): Investitionsrechnung. Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York.
- Hall, J. P.; Spitzer, J.; Domac, J.; Schuck, S.** (2005): Benefits of Bioenergy. In: http://www.ieabioenergy.com/library/179_BenefitsofBioenergy.pdf, Stand 08.05.2011.
- Hartmann, H.** (2002): Biomassebereitstellung und Nutzung. In: Hartman, H.; Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 74-184.
- Henrich, E.; Dinjus, E.** (2005): Die Pyrolyseslurry-Vergasung des Forschungszentrums Karlsruhe. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Synthetische Biokraftstoffe. Techniken, Potenziale, Perspektiven. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 236-268.
- Herrmann, H.; Steiger, W.; Heinrich, H.** (2005): BtL in Fahrzeugen. Potenziale der Entwicklung von Kraftstoff und Brennverfahren. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Synthetische Biokraftstoffe. Techniken, Potenziale, Perspektiven. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 133-148.
- Honkanen, S.** (2010): Next Generation Biofuels: Hydrotreated Vegetable Oils (HVO) – Sustainable NExBTL Renewable Diesel. In: World Biofuels Markets. Tagungsunterlagen, Amsterdam.
- ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH** (2010): Fortschreibung und Erweiterung „Daten- und Rechenmodell“: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030 (TREMODO, Version 5). In: [http://www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/IFEU\(2010\)_TREMODO_%20Endbericht_FKZ%203707%20100326.pdf](http://www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/IFEU(2010)_TREMODO_%20Endbericht_FKZ%203707%20100326.pdf), Stand 03.05.2011.
- IPCC - International Panel on Climate Change** (2007): Fourth Assessment Report: Climate Change 2007. In: http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml, Stand 08.05.2011.
- IRRI - International Rice Research Institute** (2009): Rice Knowledge Bank – Properties of Rice Husk and Rice Straw. In: <http://www.knowledgebank.irri.org/rkb/index.php/rice-milling/contributions-and->

references-milling/further-information-byproducts/husk-and-straw-properties, Stand 08.05.2011.

ISCC - International Sustainability & Carbon Certification (2010): ISCC 205 - Berechnungsmethodik der THG-Emissionen und THG-Audit. In: http://www.iscc-system.org/e865/e890/e954/e962/ISCC205BerechnungsmethodikderTHGEmissionenundTHG-Audit_V16_ger.pdf, Stand 08.05.2011.

Jungbluth, N.; Frischknecht, R.; Faist Emmenegger, M.; Steiner, R.; Tuchschnid, M. (2007): Life Cycle Assessment of BTL-fuel Production: Life Cycle Impact Assessment and Interpretation - Final Report. In: http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/jungbluth-2007-Del_5-2-10_07-07-30_ESU.pdf, Stand 03.05.2011.

Jungbluth, N.; Büsser, S.; Frischknecht, R.; Tuchschnid, M. (2008): Life Cycle Assessment of Biomass-to-Liquid Fuels – Final Report. In: <http://www.esu-services.ch/projects/biofuel/btl/>, Stand 03.05.2011.

Keppeler, S.; Degen, W.; Krinke, S.; Rüger, D.; Baitz, M. (2005): Life Cycle Analysis von SunDiesel. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Synthetische Biokraftstoffe. Techniken, Potenziale, Perspektiven. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 149-169.

Kofman, P. (2006): Quality wood chip fuel. In: <http://www.woodenergy.ie/media/coford/content/publications/projectreports/cofordconnects/finalfuelquality.pdf>, Stand 03.05.2011.

Kopmann, A.; Kretschmer, B.; Lange, M. (2009): Effiziente Nutzung von Biomasse durch einen globalen Kohlenstoffpreis – Empfehlungen für eine koordinierte Bioenergiepolitik. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

Laohalidanond, K.; Heil, J.; Wirtgen, C. (2006): The Production of Synthetic Diesel from Biomass. In: KMITL Science and Technology Journal, Vol. 6, No. 1, S. 35-45.

Lim, J. (2010): A Case Study on Palm Empty Fruit Bunch as Energy Feedstock. In: SEGi Review, Vol. 3, No. 2, S. 3-15.

Mashi, H. N. (2011): Products Catalog Rice Husk Powder. In: <http://ginyco.itrademarket.com/1347592/rice-husk-powder-70-usd.htm>, Stand 03.05.2011.

Melin, S. (2009): Best Practices for Handling of Wood Pellets. In: <http://www.pellet.org/linked/2009-09-25%20best%20practices.pdf>, Stand 03.05.2011.

- Melin, S.; Svedberg, U.; Samuelsson, J.** (2008): Emissions from Woodpellets During Ocean Transportation (EWDOT) – Research Report. In: <http://www.pellet.org/linked/2008-01-16%20ewdot%20research%20report.pdf>, Stand 03.05.2011.
- Melo, C.** (2011): Wood Pellets Products. In: http://www.alibaba.com/product-free/110758342/Wood_Pellets.html, Stand 03.05.2011.
- Menon, R.** (2004): Green Energy Evolution in Palm Oil Mills. In: Malaysian Energy Professionals Association (MEPA) News 4/2004. In: <http://www.greentechmalaysia.my/mepa/pdf/Issue%204.pdf>, Stand 03.05.2011.
- Meyer, B.** (2006): HTW-Vergasungstechnologie für BtL-Kraftstoffe. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 2. Internationaler BtL-Kongress - Synthetische Biokraftstoffe. Technik, Potenziale, Perspektiven. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- Meyer, B.; Krzack, S.; Radig, W.** (2005): Stand der Entwicklung der Synthesegasproduktion aus Biomasse. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Synthetische Biokraftstoffe. Techniken, Potenziale, Perspektiven. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 93-114.
- Mishra, P.; Chakraverty, A.; Banerjee, H.** (1986): Studies on physical and thermal properties of rice husk related to its industrial application. In: Journal of Materials Science, Vol. 21, S. 2129-2132.
- Murray, G.** (2010): Wood Pellet Perspectives. In: <http://www.pellet.org/linked/2010-10-13%20gordon%20murray%20nl%20presentation.pdf>, Stand 03.05.2011.
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband e.V.** (1996): Öl, Rohstoff und Energieträger. Hamburg.
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband e.V.** (1999): Mineralöl-Logistik. Hamburg.
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband e.V.** (2001): Aus der Sprache des Öls. 12. überarbeitete Auflage, Hamburg.
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband e.V.** (2003): Mineralöl und Raffinerien. Hamburg.
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband e.V.** (2009): Jahresbericht Mineralöl-Zahlen 2008. Berlin.
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband e.V.** (2011): Monatliche Verbraucherpreise für Mineralölprodukte 2010. Hamburg.
- Olfert, K.** (2003): Investitionen. 9. Auflage, Friedrich Kiehl Verlag, Ludwigshafen.

- Oliviera, C.** (2011): Premium Wood Chips. In: <http://www.ecplaza.net/product/premium-wood-chips--144531-651874.html>, Stand 03.05.2011.
- Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie e.V.** (2010): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.6. In: <http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>, Stand 12.11.2010.
- Pa, A.; Bi, X.** (2010): Modeling of Off-Gas Emissions from Wood Pellets During Marine Transportation. In: *Annals of Occupational Hygiene*, Vol. 54, Issue 7, S. 833-841.
- Pa, A.; Craven, J.; Bi, X.; Melin, S.; Sokhansanj, S.** (2009): Life-Cycle Analysis of Exported Wood Pellets from Canada to Europe. Clean Energy Research Centre, University of British Columbia, Vancouver.
- Parikka, M.** (2004): Global Biomass Fuel Resources. In: *Biomass and Bioenergy*, Vol. 27, Issue 6, S. 613-620.
- Plass, L.** (2008): Lurgis BtL-Strategie. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 3. BtL-Kongress - Strategien für alternative Antriebstechniken. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- Pörner - Pörner Ingenieurgesellschaft mbH** (2009): Rice Husk Technology. In: http://www.poerner.eu/fileadmin/user_upload/pdf/Brochure_Grimma_Rice_Husk_090615_web_e.pdf, Stand 03.05.2011.
- Potetz, A.** (2008): Synthetic Biofuels made in Güssing. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 3. BtL-Kongress - Strategien für alternative Antriebstechniken. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- Prusis, M.** (2011): Wood Chips Products. In: http://www.alibaba.com/product-free/108844004/wood_chips.html, Stand 03.05.2011.
- Purceta, M.** (2011): Wood Chips. In: http://www.alibaba.com/product-free/108844004/wood_chips.html, Stand 03.05.2011.
- Pustovalov, D.** (2011): Wood Chips. In: http://www.alibaba.com/product-free/109431192/Wood_chips.html, Stand 03.05.2011.
- QL - QL Resources Group** (2010): QL AgriPellet Product Features. In: <http://www.qlagripellet.com>, Stand 03.05.2011.
- Rauch, R.** (2010): Status of R&D of Synthetic Biofuels in Güssing. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 4. BtL-Kongress, Tagungsunterlagen.

In: http://www.fnr-server.de/cms35/fileadmin/allgemein/images/veranstaltungen/BtL_2010/beitr%C3%A4ge/rauch2.pdf, Stand 03.05.2011.

RED - Renewable Energy Directive (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Amtsblatt der Europäischen Union vom 05.06.2009, Brüssel, S. L140/16-L140/62.

Reinhardt, G.; Gärtner, S.; Patyk, A.; Rettenmaier, N. (2006): Ökobilanzen zu BTL: Eine ökologische Gesamteinschätzung. In: <http://www.ifeu.de/landwirtschaft/pdf/zusammenfassung-ifeu-fnr-btl.pdf>, Stand 03.05.2011.

RHB - RHB Research Institute Sdn Bhd (2010): QL Resources - Exiting Prospects for Palm Oil Division. In: <http://rhbresearch.blogspot.com/2010/10/ql-resources-exciting-prospects-for.html>, Stand 03.05.2011.

Rice Hull - Rice Hull Specialty Products (2010): 20/80 Grind Rice Hulls. Certificate of Analysis. In: http://www.ricehull.com/product_line/2080.pdf, Stand 08.05.2011.

RSPO - Roundtable on Sustainable Palm Oil (2006): RSPO Principles and Criteria for Sustainable Palm Oil Production. In: http://www.rspo.org/files/resource_centre/RSPO%20Criteria%20Final%20Guidance%20with%20NI%20Document.pdf, Stand 08.05.2011.

Schaub, G.; Subiranas, A. M.; Unruh, D.; Rohde, M. (2005): Erzeugung von Kraftstoffen aus Synthesegasen – Ein Überblick. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Synthetische Biokraftstoffe. Techniken, Potenziale, Perspektiven. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 115-125.

Schlehr, R. (2010): Frachtraten. E-Mail vom 17.12.2010.

Schneider, S.; Kaltschmitt, M. (2002): Potenziale und Nutzung. In: Hartman, H.; Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 564-648.

Schütte, A. (2008): Stand der Entwicklung bei BtL-Verfahren. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 3. BtL-Kongress - Strategien für alternative Antriebstechniken. Tagungsunterlagen, Gülzow.

SEAI - Sustainable Energy Authority of Ireland (2010): Wood Chips. In: http://www.seai.ie/Renewables/Bioenergy/Wood_Energy/Fuels/Wood_Chips, Stand 08.05.2011.

- SGS - SGS Institut Fresenius** (2010): Report No. 830114, Rice Husk. Berlin.
- Soon, H.; Iskandar, M.** (2006): Barrier Analysis for the Supply Chain of Palm Oil Processing Biomass (Empty Fruit Bunch) as Renewable Fuel. In: <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/TMZUW2F16OHEQ0CSAKDV34RNIB5LPX>, Stand 08.05.2011.
- Stahlschmidt, R.; Boblenz, K.; Krzack, S.; Meyer, B.** (2010): Evaluation of recent BtL-processes. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 4. BtL-Kongress. Tagungsunterlagen. In: http://www.fnr-server.de/cms35/fileadmin/allgemein/images/veranstaltungen/BtL_2010/beitr%C3%A4ge/stahlschmidt3.pdf, Stand 08.05.2011.
- Stutzenberger, H.** (2006): Spezifische Anforderungen an synthetische Dieselmotorkraftstoffe aus Sicht eines FIE Herstellers. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 2. Internationaler BtL-Kongress. Synthetische Biokraftstoffe. Techniken, Potenziale, Perspektiven. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- Sukiran, M.; Chow, C.; Abu Bakar, N.** (2009): Bio-oils from Pyrolysis of Oil Palm Empty Fruit Bunches. In: American Journal of Applied Sciences, Vol. 6, Issue 5, S. 869-875.
- Svedberg, U.; Samuelsson, J.; Melin, S.** (2008): Hazardous Off-Gassing of Carbon Monoxide and Oxygen Depletion during Ocean Transportation of Wood Pellets. The Annals of Occupational Hygiene, Vol. 52, Issue 4, S. 259-266.
- Swaan, J.; Melin, S.** (2008): Wood Pellet Export: History, Opportunity's, Challenges. In: <http://www.forestprod.org/smallwood08swaan.pdf>, Stand 08.05.2011.
- Teh, C.; Kah, J.; Kamarudin, K.** (2010): Physical Changes to Oil Palm Empty Fruit Bunches (EFB) and EFB Mat (Ecomat) during Their Decomposition in the Field. In: Pertanika Journal of Tropical Agricultural Science, Vol. 33, S. 39-44.
- TEHG - Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz** (2007): Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen – unter Einschluss der Änderungen durch Art. 2 des Gesetzes zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012, nichtamtliche, konsolidierte Fassung vom 07.08.2007. Bundesgesetzblatt I, S. 1788-1809.
- UBA - Umweltbundesamt** (2011): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2009. In: http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/Entwicklung_in_D_Trendtabelle_THG_1990-2009_v1.6.0_out.xls.zip, Stand: 08.05.2011.

- UBS AG** (2010): Preise und Löhne - Wealth Management Research. Update der Ausgabe 2009. In: http://www.ubs.com/2/e/medlib/wmr/pdf/Preise_Loehne_2010_g.pdf, Stand 08.05.2011.
- Uemura, Y.; Omar, W.; Tsutsui, T.; Subbarao, D.; Yusup, S.** (2010): Relationship between Calorific Value and Elementary Composition of Torrefied Lignocellulosic Biomass. In: Journal of Applied Science, Vol. 10, S. 3250-3256.
- Ullah, A.** (2011): Rice Husk. In: http://www.alibaba.com/product/pk110544493-109990583-0/Rice_Husk.html?tracelog=fmotherproduct2#productDetailpage Location, Stand 03.05.2011.
- Varakins, J.** (2011): Biomass Fuel Wood Chips. In: http://www.alibaba.com/product-free/106495781/Biomass_fuel_wood_chips.html, Stand 03.05.2011.
- Virols, M.** (2011): Wood Chips. In: http://www.alibaba.com/product-free/107569783/wood_chips.html, Stand 03.05.2011.
- VDI - Verein Deutscher Ingenieure** (1997): Kumulierter Energieaufwand: Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden - VDI Richtlinie 4600. Beuth Verlag, Berlin.
- Vetter, A.** (2005): Bereitstellungsketten und -kosten land- und forstwirtschaftlicher Biomassen zur Produktion von BtL-Kraftstoffen. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Synthetische Biokraftstoffe. Techniken, Potenziale, Perspektiven. Landwirtschaftsverlag, Münster, S. 82-92.
- Vetter, A.** (2006): Energiepflanzenanbau für BtL-Prozesse. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 2. Internationaler BtL-Kongress - Synthetische Biokraftstoffe. Technik, Potenziale, Perspektiven. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- Vodegel, S.** (2006): Biomassen für zukünftige BtL-Prozesse: Anforderungen und Charakterisierung. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): 2. Internationaler BtL-Kongress - Synthetische Biokraftstoffe. Technik, Potenziale, Perspektiven. Tagungsunterlagen, Gülzow.
- Wöhe, G.; Döring, U.** (1993): Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. 18. überarbeitete und erweiterte Auflage, Verlag Franz Vahlen, München, S.797-810.
- Zelinski, V.; Loewen, A.** (2008): Qualität von Holzhackschnitzeln – Analytik/ Klassifikation/Normierung. In: <http://www.afl-nds.de/download/Qualitaet-von-Holzhackschnitzeln-Schwarmstedt-020208.pdf>, Stand 08.05. 2011.
- Zimmer, B.** (2010): Ökobilanz Waldhackschnitzel. In: LWF aktuell, No.74, S.22-25.

Anhang

Anhang 1

Gleichungen zur Gesamtkostenberechnung ($GK_{WSK_Öi}$) der Wertschöpfungsketten in Abhängigkeit vom Ölpreis (x):

Wertschöpfungskette 1: $GK_{WSK1Öi}(x) = 473,78 \text{ Mio. €} + 1,22 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 2: $GK_{WSK2Öi}(x) = 377,50 \text{ Mio. €} + 0,43 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 3: $GK_{WSK3Öi}(x) = 575,60 \text{ Mio. €} + 0,35 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 4: $GK_{WSK4Öi}(x) = 528,86 \text{ Mio. €} + 0,23 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 5: $GK_{WSK5Öi}(x) = 419,52 \text{ Mio. €} + 1,48 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 6: $GK_{WSK6Öi}(x) = 393,55 \text{ Mio. €} + 1,09 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 7: $GK_{WSK7Öi}(x) = 354,65 \text{ Mio. €} + 0,52 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 8: $GK_{WSK8Öi}(x) = 291,66 \text{ Mio. €} + 2,80 \text{ Mio. €} \cdot x$

Berechnung des Äquivalenzölpreises durch Gleichsetzen der Gesamtkostengleichungen der biogenen Wertschöpfungsketten mit der Gesamtkostengleichung der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion und Addition des angenommenen Kalkulationsölpreises von $77,40 \text{ \$ bbl}^{-1}$:

$$GK_{WSK1Öi}(x) = GK_{WSK8Öi}(x) \Leftrightarrow x = 115,27 \text{ \$ bbl}^{-1} + 77,40 \text{ \$ bbl}^{-1} = 192,67 \text{ \$ bbl}^{-1}$$

$$GK_{WSK2Öi}(x) = GK_{WSK8Öi}(x) \Leftrightarrow x = 36,22 \text{ \$ bbl}^{-1} + 77,40 \text{ \$ bbl}^{-1} = 113,62 \text{ \$ bbl}^{-1}$$

$$GK_{WSK3Öi}(x) = GK_{WSK8Öi}(x) \Leftrightarrow x = 115,89 \text{ \$ bbl}^{-1} + 77,40 \text{ \$ bbl}^{-1} = 193,29 \text{ \$ bbl}^{-1}$$

$$GK_{WSK4Öi}(x) = GK_{WSK8Öi}(x) \Leftrightarrow x = 92,30 \text{ \$ bbl}^{-1} + 77,40 \text{ \$ bbl}^{-1} = 169,70 \text{ \$ bbl}^{-1}$$

$$GK_{WSK5Öi}(x) = GK_{WSK8Öi}(x) \Leftrightarrow x = 96,86 \text{ \$ bbl}^{-1} + 77,40 \text{ \$ bbl}^{-1} = 174,26 \text{ \$ bbl}^{-1}$$

$$GK_{WSK6Öi}(x) = GK_{WSK8Öi}(x) \Leftrightarrow x = 59,58 \text{ \$ bbl}^{-1} + 77,40 \text{ \$ bbl}^{-1} = 136,98 \text{ \$ bbl}^{-1}$$

$$GK_{WSK7Öi}(x) = GK_{WSK8Öi}(x) \Leftrightarrow x = 27,63 \text{ \$ bbl}^{-1} + 77,40 \text{ \$ bbl}^{-1} = 105,02 \text{ \$ bbl}^{-1}$$

Anhang 2

Gleichungen zur Gesamtkostenberechnung ($GK_{WSK_CO_2}$) der Wertschöpfungsketten in Abhängigkeit vom CO_2 -Zertifikatpreis (x):

Wertschöpfungskette 1: $GK_{WSK1CO_2}(x) = 473,78 \text{ Mio. €} + 1,43 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 2: $GK_{WSK2CO_2}(x) = 377,50 \text{ Mio. €} + 1,10 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 3: $GK_{WSK3CO_2}(x) = 575,60 \text{ Mio. €} + 0,25 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 4: $GK_{WSK4CO_2}(x) = 528,86 \text{ Mio. €} + 0,26 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 5: $GK_{WSK5CO_2}(x) = 419,52 \text{ Mio. €} + 1,40 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 6: $GK_{WSK6CO_2}(x) = 393,55 \text{ Mio. €} + 0,56 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 7: $GK_{WSK7CO_2}(x) = 354,65 \text{ Mio. €} + 0,36 \text{ Mio. €} \cdot x$

Wertschöpfungskette 8: $GK_{WSK8CO_2}(x) = 291,66 \text{ Mio. €} + 8,04 \text{ Mio. €} \cdot x$

Berechnung des Äquivalenzpreises für CO_2 -Zertifikate durch Gleichsetzen der Gesamtkostengleichungen der biogenen Wertschöpfungsketten mit der Gesamtkostengleichung der Wertschöpfungskette der fossilen Kraftstoffproduktion:

$$GK_{WSK1CO_2}(x) = GK_{WSK8CO_2}(x) \Leftrightarrow x = 27,55 \text{ € Mg}_{CO_2\text{äq}}^{-1}$$

$$GK_{WSK2CO_2}(x) = GK_{WSK8CO_2}(x) \Leftrightarrow x = 12,23 \text{ € Mg}_{CO_2\text{äq}}^{-1}$$

$$GK_{WSK3CO_2}(x) = GK_{WSK8CO_2}(x) \Leftrightarrow x = 36,45 \text{ € Mg}_{CO_2\text{äq}}^{-1}$$

$$GK_{WSK4CO_2}(x) = GK_{WSK8CO_2}(x) \Leftrightarrow x = 30,49 \text{ € Mg}_{CO_2\text{äq}}^{-1}$$

$$GK_{WSK5CO_2}(x) = GK_{WSK8CO_2}(x) \Leftrightarrow x = 19,26 \text{ € Mg}_{CO_2\text{äq}}^{-1}$$

$$GK_{WSK6CO_2}(x) = GK_{WSK8CO_2}(x) \Leftrightarrow x = 13,62 \text{ € Mg}_{CO_2\text{äq}}^{-1}$$

$$GK_{WSK7CO_2}(x) = GK_{WSK8CO_2}(x) \Leftrightarrow x = 8,20 \text{ € Mg}_{CO_2\text{äq}}^{-1}$$

Lebenslauf

Name	Harald Müller
Anschrift	Erbrichterweg 7a 28357 Bremen
Telefon	0421 / 322 55 40
Familienstand	Verheiratet, 1 Kind
Geburtsdatum/-ort	19.07.1973 / Bremen
Berufserfahrung:	
Seit 05/2005	Geschäftsführender Gesellschafter (MüLog GmbH & Co. KG, Bremen) <ul style="list-style-type: none">▪ Beratung und Projektmanagement▪ Konzeption und Implementierung von Supply Chain Strategien▪ Design und Optimierung von Logistiknetzwerken▪ Erstellung von Energie- und Treibhausgasbilanzen (Carbon Footprints) für Produkte, Dienstleistungen und Supply Chains▪ Expertisen und Machbarkeitsstudien für Standort- und/oder Technologieentscheidungen der Bioenergiebranche▪ Konzeption und Implementierung von Green Logistics und Green IT Projekten
09/2004 bis 04/2005	Supply Chain Manager (Airbus Deutschland GmbH, Hamburg) <ul style="list-style-type: none">▪ Supply-Chain-Optimierung▪ Neuausrichtung des Zuliefernetzwerkes des Produktionsstandortes Hamburg▪ Konzeption und Implementierung von IT-basierten Supply Chains für nationale und internationale Lieferanten▪ Integration und Anpassung der IT-Systeme (SAP)▪ Projektleitung, Projektmanagement und Projektcontrolling

01/2004 bis 08/2004	<p>Projektmanager Supplier Quality (Airbus Deutschland GmbH, Hamburg)</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Qualitätsmanagement▪ Anpassung der Lieferantenprozesse an die Kundenprozesse▪ Anbindung der Lieferanten an das SAP QM▪ Projektleitung und Projektcontrolling
02/2002 bis 12/2003	<p>Sachbearbeiter und Qualitätsmanager (Airbus Deutschland GmbH, Hamburg)</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Konzeption und Programmierung des Engineering Qualitätsmanagements durch SAP QM▪ Aufbau Test- und Schulungssystem / SAP▪ Prozessoptimierung und -harmonisierung / SAP
10/1999 bis 01/2002	<p>Logistik Berater und Projektmanager (GFT Technologies AG, Hamburg)</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Durchführung und Leitung diverser Projekte im Bereich Logistik, Internetplattformen und Qualitätsmanagement▪ Qualitätssicherung▪ Aufbau und Prozessoptimierung der Logistik für ein Online-Shopsystem
10/1998 bis 09/1999	<p>Software Entwickler und Datenbankmanager (FJA Feilmeier und Juncker GmbH, Hamburg)</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Programmierung und Datenbankmanagement von Software für Sach- und Lebensversicherungen▪ Einführung von Software Lebens- und Sachversicherungen
Weiterbildung:	
Seit 10/2005	<p>Promotion (Georg-August-Universität, Göttingen)</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Berufsbegleitende Promotion am Institut für Agrartechnik▪ Thema der Promotion: Biogene und fossile Kraftstoffproduktion an norddeutschen Hafenstandorten: ein ökonomischer, ökologischer und energetischer Vergleich der Wertschöpfungsketten

11/2002 bis 12/2004	<p>MBA Logistik (Donau Universität, Krems, Österreich)</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Berufsbegleitendes Studium mit den Schwerpunkten: Logistics Operations, Internationale Logistik▪ Master-These zum Thema: IT-based Customer Driven Networks in Small and Medium Sized Companies (Shown at the Example of J. Müller Terminals)
Ausbildung:	
09/1996 bis 06/1998	<p>Diplom-Betriebswirt (FH) (International School of Management, Dortmund)</p> <p>Schwerpunkte: Logistik, Unternehmensführung, Internationales Management, Informationsmanagement, Finanzmanagement</p>
01/1995 bis 12/1995	<p>Auslandsstudium Computer Science (James Madison University, Harrisonburg, USA)</p>
09/1993 bis 09/1996	<p>Vordiplom Wirtschaftsinformatik (European Business School, Oestrich Winkel)</p>
06/1993	<p>Abitur (Ökumenisches Gymnasium zu Bremen)</p>
Fremdsprachen:	
	<p>Englisch: fließend in Wort und Schrift</p> <p>Spanisch: gute Kenntnisse</p> <p>Norwegisch: Grundkenntnisse</p>