

# **Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften  
(Dr. rer. pol.)

von der Fakultät für  
Wirtschaftswissenschaften  
der Universität Karlsruhe (TH)

genehmigte  
DISSERTATION

von

Dipl.-Ing. Pierre Kerdoncuff

Tag der mündlichen Prüfung: 17. Juli 2008

Referent: Prof. Dr. rer. nat. O. Rentz

Korreferent: Prof. Dr. J. Geldermann

Karlsruhe, 2008

## **Vorwort – Avant-propos**

Ce travail porte sur la modélisation et l'analyse de procédés de production de biocarburants de deuxième génération via les procédés de gazéification et de synthèse Fischer-Tropsch. Il est le résultat de travaux de recherche au sein de l'Institut Franco-Allemand de Recherche sur l'Environnement (IFARE – DFIU) à l'Université de Karlsruhe (TH) de 2002 à 2008. Le point de départ est un projet pour la « Landestiftung Baden-Württemberg » mené en collaboration avec les Instituts Engler-Bunte « Bereich Verbrennungstechnik » et « Bereich Gas, Erdöl, Kohle » de l'Université Karlsruhe (TH).

Je souhaite remercier Monsieur le Prof. Dr. Otto Rentz pour m'avoir permis de réaliser ce travail au sein de son institut et pour les remarques et propositions qui ont fait avancer mes recherches. Pour leur évaluation du travail, je tiens à apporter mes remerciements à Madame la Prof. Dr. Jutta Geldermann et Messieurs les Prof. Dr. Thomas Lützkendorf et Prof. Dr. Diethard Pallaschke.

Pour les nombreuses discussions et remarques constructives je remercie tous mes collègues de l'Institut Franco-Allemand de Recherche sur l'Environnement (IFARE - DFIU) et de l'Institut pour la Production Industrielle (Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion - IIP). Je souhaite remercier tout particulièrement Frank Schwaderer pour les nombreuses discussions jusqu'à même tard la nuit et les nombreux commentaires faits sur le contenu de mon travail, ce qui a permis d'en améliorer de nombreux points. Je n'oublie pas mon chef de groupe Dr. Magnus Fröhling et mes autres collègues Tabea Beck, Hauke Bartusch, Sylvain Cail, Massimo Genoese, Martina Haase, Matthias Koch et Rebecca Ilse. Je remercie aussi les personnes qui ont participé au début des travaux en mettant en place les bases de mon travail, Bernd Calaminus et Marielle Dhainault, ainsi que les étudiants qui grâce aux travaux menés pendant leur projet de fin d'étude ont contribué positivement à mes recherches.

L'un des challenges de ce travail aura été aussi sa rédaction en un allemand correct, le « Hochdeutsch » comme je l'ai souvent entendu au cours de mes années en Allemagne. Je remercie tous ceux qui ont participé à sa relecture et à sa correction.

Karlsruhe, im Juli 2008

Pierre Kerdoncuff

**Inhaltsverzeichnis**

<b>1. Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Ausgangslage und Problemstellung .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. Zielsetzung und Vorgehensweise.....</b>	<b>2</b>
<b>2. Biokraftstoffe der ersten und zweiten Generation.....</b>	<b>7</b>
<b>2.1. Biokraftstoffe und Biomasse .....</b>	<b>7</b>
<b>2.2. Kraftstoffverbrauch in Deutschland .....</b>	<b>8</b>
<b>2.3. Biokraftstoffe der 1. Generation.....</b>	<b>10</b>
2.3.1. Ethanol .....	10
2.3.2. Ethyl-Tertiär-Buthyl-Ether (ETBE) .....	11
2.3.3. Pflanzenöl.....	11
2.3.4. Biodieselherstellung .....	12
2.3.5. Nachteile der Biokraftstoffe der ersten Generation.....	13
<b>2.4. Biokraftstoffe der 2. Generation.....</b>	<b>14</b>
<b>2.5. Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Biokraftstoffen .....</b>	<b>14</b>
2.5.1. Erdölabhängigkeit des Transportsektors .....	15
2.5.1.1. <i>Entwicklung der weltweiten Energienachfrage.....</i>	<i>15</i>
2.5.1.2. <i>Erdölproduktion und -verbrauch im Jahr 2006 .....</i>	<i>17</i>
2.5.1.3. <i>Entwicklung des Erdölpreises .....</i>	<i>19</i>
2.5.2. Bedeutung von Kraftstoffen aus alternativen fossilen Energieträgern.....	20
2.5.2.1. <i>CNG-Kraftstoff.....</i>	<i>20</i>
2.5.2.2. <i>GtL-Kraftstoff.....</i>	<i>20</i>
2.5.2.3. <i>CtL-Kraftstoff.....</i>	<i>20</i>
2.5.2.4. <i>Konkurrenzfähigkeit von Kraftstoffen aus alternativen fossilen Energieträgern .....</i>	<i>21</i>
2.5.3. Reduktion der Treibhausgasemissionen .....	21
2.5.4. Politische Rahmenbedingungen der Nutzung von Biomasse in der EU .....	23
2.5.4.1. <i>Richtlinie 2003/ 30/ EG: „Biokraftstoffrichtlinie“ .....</i>	<i>23</i>
2.5.4.2. <i>Richtlinie 2003/ 96/ EG: „Energiesteuerrichtlinie“.....</i>	<i>24</i>
2.5.4.3. <i>Normierte Qualitätsanforderungen an Biokraftstoffe .....</i>	<i>24</i>
2.5.4.4. <i>EU - Agrarpolitik.....</i>	<i>25</i>
2.5.4.5. <i>Stand der Biokraftstoffentwicklung in der EU im Jahre 2005.....</i>	<i>25</i>
2.5.5. Politische Rahmenbedingungen der Nutzung von Biomasse in Deutschland .....	26
2.5.5.1. <i>Mineralölsteuergesetz (MinöStG).....</i>	<i>26</i>
2.5.5.2. <i>Energiesteuergesetz (EnergieStG) .....</i>	<i>26</i>
2.5.5.3. <i>Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG).....</i>	<i>27</i>
<b>2.6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>28</b>

<b>3. Verfahrensalternativen und –varianten zur BtL-Kraftstoffherstellung mit Aussicht auf eine großtechnische Realisierung</b> .....	<b>29</b>
<b>3.1. Biomassevorbereitung</b> .....	<b>29</b>
3.1.1. Biomasseaufbereitung.....	29
3.1.2. Lagerung .....	29
3.1.3. Trocknung .....	30
<b>3.2. Vergasung</b> .....	<b>30</b>
3.2.1. Allgemeine Beschreibung des Vergasungsprozesses.....	30
3.2.2. Teilprozesse der Vergasung und Reaktionen.....	31
3.2.2.1. <i>Trocknung</i> .....	31
3.2.2.2. <i>Pyrolyse</i> .....	31
3.2.2.3. <i>Reduktion</i> .....	32
3.2.2.4. <i>Oxidation</i> .....	32
3.2.3. Auswirkung des Vergasungsmittels auf die Gaskomponenten.....	33
3.2.4. Bauart des Reaktors.....	34
3.2.4.1. <i>Festbettreaktor</i> .....	34
3.2.4.2. <i>Wirbelschichtreaktor</i> .....	35
3.2.4.3. <i>Flugstromreaktor</i> .....	36
3.2.4.4. <i>Zusammenfassender Vergleich</i> .....	37
<b>3.3. Gasreinigung</b> .....	<b>38</b>
3.3.1. Kaltgasreinigung.....	38
3.3.2. Heißgasreinigung .....	39
<b>3.4. Gaskonditionierung</b> .....	<b>40</b>
<b>3.5. Synthese</b> .....	<b>41</b>
3.5.1. Fischer-Tropsch-Synthese .....	41
3.5.1.1. <i>Allgemeine Beschreibung der Fischer-Tropsch-Synthese</i> .....	41
3.5.1.2. <i>Bestimmung der Produktzusammensetzung durch die Schulz-Flory-Verteilung</i> .....	42
3.5.1.3. <i>Hochtemperatur- und Niedertemperaturverfahren</i> .....	43
3.5.1.4. <i>Katalysatoren</i> .....	44
3.5.2. Methanolsynthese .....	45
<b>3.6. Weitere Schritte der Kraftstoffherstellung</b> .....	<b>45</b>
3.6.1. Produktaufarbeitung nach der Fischer-Tropsch-Synthese .....	45
3.6.2. Umwandlung von Methanol zu konventionellem Kraftstoff .....	46
3.6.2.1. <i>Alkenproduktion</i> .....	47
3.6.2.2. <i>Olefin-Oligomerisation, Produkttrennung und Hydrierung</i> .....	47
3.6.3. Vergleich von Fischer-Tropsch- und Methanolsynthese.....	47

<b>3.7. Stand der Forschung zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse</b> .....	<b>48</b>
3.7.1. Prozessablauf des CHOREN-Verfahrens.....	48
3.7.2. Prozessablauf des Bioliq <sup>®</sup> -Verfahrens.....	50
3.7.3. Weitere Verfahren .....	51
3.7.4. Studien zur Bewertung von Prozessen zur Herstellung von FT-Kraftstoff .....	52
<b>4. Identifikation einer Prozesskette zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse</b> .....	<b>54</b>
<b>4.1. Betrachtete Biomassearten für die Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen</b> .....	<b>54</b>
4.1.1. Definition der Potenzialbegriffe.....	54
4.1.2. Potenzial an biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und Baden-Württemberg .....	55
4.1.3. Abschätzung des Waldrestholz- und Reststrohaufkommens in Baden-Württemberg .....	56
4.1.3.1. Waldrestholz .....	56
4.1.3.2. Reststroh.....	57
4.1.3.3. Schlussfolgerungen.....	58
<b>4.2. Identifikation einer Prozesskette</b> .....	<b>58</b>
<b>4.3. Untersuchte Szenarien</b> .....	<b>59</b>
<b>5. Stoff- und Energiebilanzierung einer Prozesskette zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen</b> .....	<b>61</b>
<b>5.1. Methodisches Vorgehen der Stoff- und Energiebilanzierung</b> .....	<b>61</b>
5.1.1. Aggregationsebenen der Prozessabbildung.....	61
5.1.2. Ingenieurwissenschaftliche Ansätze zur Abbildung stoffstrombasierter Produktionssysteme.....	62
5.1.2.1. Modellierung auf Basis von Material- und Energiebilanzen .....	62
5.1.2.2. Modellierung auf Basis fester Verteilungskoeffizienten ....	63
5.1.2.3. Modellierung auf Basis von Regressionsanalysen von Betriebsdaten .....	63
5.1.2.4. Flowsheet-basierte Prozesssimulation.....	64
5.1.3. Grundlagen der Modellierung mit ASPEN Plus <sup>®</sup> .....	66
5.1.3.1. Abbildung von Stoff- und Energieströmen.....	66
5.1.3.2. Grundoperationen .....	66
5.1.3.3. Berechnung von Prozessparametern durch Designspezifikationen .....	69

<b>5.2. Stoff- und Energiebilanzierung der betrachteten Prozesskette zur Herstellung von FT-Kraftstoffen .....</b>	<b>70</b>
5.2.1. Bilanzierung der Prozesskette bei zentraler Anordnung.....	70
5.2.1.1. Biomassevorbereitung und Vergasung .....	70
5.2.1.2. Gasreinigung und -konditionierung .....	72
5.2.1.3. FT-Synthese und Produktaufbereitung .....	77
5.2.2. Bilanzierung der Prozesskette bei dezentraler Anordnung.....	79
<b>5.3. Ergebnisse und Auswertung.....</b>	<b>80</b>
5.3.1. Ergebnisse für Waldrestholz – zentrale Anordnung.....	80
5.3.2. Ergebnisse für Waldrestholz – dezentrale Anordnung.....	82
5.3.3. Ergebnisse für Reststroh – Zentrale und dezentrale Anordnung....	85
5.3.4. Energieaufwand für die Biomassebereitstellung und den Transport des Slurrys .....	88
<b>5.4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>90</b>
<b>6. Abschätzung der Umweltauswirkungen einer Prozesskette zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen .....</b>	<b>92</b>
<b>6.1. Methodisches Vorgehen einer Lebenszyklusanalyse.....</b>	<b>92</b>
6.1.1. Festlegung des Zielsystems und des Untersuchungsrahmens .....	93
6.1.2. Sachbilanz.....	93
6.1.3. Wirkungsabschätzung .....	94
6.1.4. Auswertung und Interpretation der Ergebnisse .....	94
<b>6.2. Lebenszyklusanalyse der betrachteten Prozesskette zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen.....</b>	<b>95</b>
6.2.1. Zielsetzung und Untersuchungsrahmen.....	95
6.2.2. Sachbilanz.....	96
6.2.3. Wirkungsabschätzung .....	96
6.2.4. Auswertung .....	97
<b>6.3. Abschätzung des fossilen kumulierten Energieaufwandes eines Systems zur Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse .....</b>	<b>97</b>
6.3.1. Kumulierter fossiler Energieaufwand für Waldrestholz .....	98
6.3.2. Kumulierter fossiler Energieaufwand für Reststroh.....	100
<b>6.4. Treibhauspotenzial.....</b>	<b>102</b>
6.4.1. Treibhauspotenzial für Waldrestholz .....	103
6.4.2. Treibhauspotenzial für Reststroh.....	105
<b>6.5. Versauerungspotenzial.....</b>	<b>106</b>
6.5.1. Versauerungspotenzial für Waldrestholz .....	107
6.5.2. Versauerungspotenzial für Reststroh .....	109
<b>6.6. Eutrophierungspotenzial .....</b>	<b>110</b>
6.6.1. Eutrophierungspotenzial für Waldrestholz .....	111
6.6.2. Eutrophierungspotenzial für Reststroh .....	113
<b>6.7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>114</b>

<b>7. Kostenschätzung einer Prozesskette zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen .....</b>	<b>117</b>
<b>7.1. Grundlagen der Kostenschätzung.....</b>	<b>117</b>
7.1.1. Schätzung der jährlichen Gesamtkosten .....	117
7.1.2. Schätzung von Investitionen.....	118
7.1.2.1. <i>Summarische Verfahren</i> .....	121
7.1.2.2. <i>Faktormethoden</i> .....	123
7.1.2.3. <i>Detaillierte Einzelermittlung</i> .....	126
7.1.2.4. <i>Schätzmethoden für Apparate und Maschinen</i> .....	127
7.1.3. Schätzung der Kosten .....	127
7.1.3.1. <i>Investitionsabhängige Kostenarten</i> .....	127
7.1.3.2. <i>Betriebsmittelverbrauchsabhängige Kostenarten</i> .....	128
7.1.3.3. <i>Personalkosten</i> .....	129
7.1.3.4. <i>Sonstige Kosten</i> .....	129
7.1.3.5. <i>Erlöse</i> .....	129
<b>7.2. Methodisches Vorgehen der Kostenschätzung und Anwendung für die betrachtete Prozesskette zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen .....</b>	<b>129</b>
7.2.1. Investitionsabhängige Kosten.....	130
7.2.1.1. <i>Investitionsschätzung</i> .....	130
7.2.1.2. <i>Abschreibungen <math>a_1</math> und Zinsen <math>a_2</math></i> .....	136
7.2.1.3. <i>Reparatur und Instandhaltung <math>a_3</math></i> .....	136
7.2.1.4. <i>Versicherung <math>a_4</math>, Verwaltung <math>a_5</math> und Realsteuern <math>a_6</math></i> .....	137
7.2.2. Betriebsmittelverbrauchsabhängige Kosten .....	137
7.2.2.1. <i>Biomassekosten</i> .....	137
7.2.2.2. <i>Wasserkosten</i> .....	137
7.2.2.3. <i>Stromkosten</i> .....	138
7.2.2.4. <i>Restentsorgungskosten</i> .....	138
7.2.3. Personalkosten.....	138
7.2.4. Transportkosten .....	139
7.2.5. Verkaufserlöse für Strom.....	140
7.2.6. Gesamtkosten .....	140
<b>7.3. Sensitivitätsanalysen.....</b>	<b>142</b>
<b>7.4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>144</b>
<b>8. Standortplanung einer BtL-Anlage in Baden-Württemberg.....</b>	<b>146</b>
<b>8.1. Methoden zur Standort- und Kapazitätsplanung.....</b>	<b>146</b>
8.1.1. Modelle der innerbetrieblichen Standortplanung .....	147
8.1.2. Modelle der betrieblichen Standortplanung .....	147
8.1.2.1. <i>Standortplanung in der Ebene</i> .....	148
8.1.2.2. <i>Standortplanung in Netzen</i> .....	149
8.1.2.3. <i>Warehouse-Location-Probleme (WLP)</i> .....	149

<b>8.2. Problematik der Standortplanung einer BtL-Anlage in Baden-Württemberg</b> .....	<b>151</b>
8.2.1. Netzwerkdarstellung des Planungsproblems.....	151
8.2.2. Modellformulierung.....	153
<b>8.3. Implementierung der Standortplanung und verwendete Eingangsdaten</b> .....	<b>159</b>
8.3.1. Implementierung in GAMS .....	159
8.3.2. Eingangsdaten .....	159
<b>8.4. Ergebnisse und Auswertung</b> .....	<b>160</b>
8.4.1. Zentrale Anordnung – Einsatzstoff Waldrestholz.....	160
8.4.2. Zentrale Anordnung – Einsatzstoff Reststroh .....	161
8.4.3. Dezentrale Anordnung – 10 Standorte - Einsatzstoff Waldrestholz.....	161
8.4.4. Dezentrale Anordnung - 10 Standorte - Einsatzstoff Reststroh ....	162
8.4.5. Zentrale Anordnung – Mix Waldrestholz / Reststroh .....	163
8.4.6. Zusammenfassung der Ergebnisse der einzelnen Szenarien .....	164
<b>8.5. Sensitivitätsanalysen</b> .....	<b>164</b>
8.5.1. Variation der Rohstoffpreise .....	165
8.5.2. Variation der Rohstofftransportkosten .....	166
<b>8.6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b> .....	<b>167</b>
<b>9. Bewertung der möglichen Realisierung in Baden-Württemberg</b> .....	<b>169</b>
<b>9.1. Umweltauswirkungen</b> .....	<b>169</b>
9.1.1. Umweltauswirkungen für Waldrestholz.....	169
9.1.2. Umweltauswirkungen für Reststroh .....	170
<b>9.2. Kostenschätzung</b> .....	<b>171</b>
<b>9.3. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b> .....	<b>173</b>
<b>10. Zusammenfassung und Ausblick</b> .....	<b>175</b>
<b>11. Literaturverzeichnis</b> .....	<b>180</b>
<b>Anhang A Weitere Ergebnisse der Stoff- und Energiebilanzierung</b> .....	<b>195</b>
<b>Anhang B Weitere Ergebnisse der Abschätzung der Umweltauswirkungen</b> .	<b>200</b>
<b>Anhang C Weitere Ergebnisse der Kostenschätzung</b> .....	<b>206</b>
<b>Anhang D Weitere Daten und Ergebnisse der Standortplanung</b> .....	<b>217</b>
<b>Anhang E Weitere Ergebnisse der Bewertung eines möglichen Realisierungsszenarios für Baden-Württemberg</b> .....	<b>221</b>



**Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1.1: Methodik der techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung einer Prozesskette zur Biokraftstoffproduktion .....	6
Abbildung 2.1: BtL-Kraftstoffe im Kontext erneuerbarer Energien.....	8
Abbildung 2.2: Primärkraftstoffverbrauch in Deutschland 2006 .....	9
Abbildung 2.3: Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland.....	9
Abbildung 2.4: Ethanolherstellung in der EU 2006.....	11
Abbildung 2.5: Verfahrensschema der Umesterung von Pflanzenöl .....	13
Abbildung 2.6: Biodieselherstellung in der EU 2006 .....	13
Abbildung 2.7: Entwicklung des Verbrauchs der Energieträger am weltweiten Primärenergiebedarf von 1971 bis 2005 .....	15
Abbildung 2.8: Rohölpreisentwicklung von 1960 bis 2007 (Jahresdurchschnitt) .....	19
Abbildung 2.9: CO <sub>2</sub> Emissionen pro Sektor (in Mt) .....	22
Abbildung 3.1: Allgemeine Beschreibung des Systems zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen.....	29
Abbildung 3.2: Wärmezufuhr bei Vergasungsreaktionen .....	31
Abbildung 3.3: Prinzip des Festbettvergasungsreaktors (Gleich- und Gegenstrom) .....	34
Abbildung 3.4: Prinzip des stationären und zirkulierenden Wirbelschichtvergasungsreaktors.....	35
Abbildung 3.5: Prinzip des Flugstromreaktors.....	36
Abbildung 3.6: Verteilung der Kohlenwasserstofffraktionen im Fischer-Tropsch-Produkt in Abhängigkeit von der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit $\alpha$ .....	43
Abbildung 3.7: Reaktoren im Niedertemperaturverfahren der Fischer-Tropsch-Synthese .....	44
Abbildung 3.8: Verfahrensschritte der MtS-Technologie.....	46
Abbildung 3.9: Verfahrensablauf des Carbo-V®-Verfahrens der Firma CHOREN..	49
Abbildung 3.10: Zweistufiges Konzept des Bioliq®-Verfahrens des Forschungszentrums Karlsruhe .....	51
Abbildung 4.1: Biogene Rest- und Abfallstoffe in Deutschland in 2002.....	55
Abbildung 4.2: Biogene Rest- und Abfallstoffe in Baden-Württemberg in 2002 .....	56
Abbildung 4.3: Schematische Darstellung der Prozesskette des Basisverfahrens .	58
Abbildung 4.4: Szenario zentrale Biomassevorbereitung.....	60
Abbildung 4.5: Szenario dezentrale Biomassevorbereitung.....	60
Abbildung 5.1: Aggregationsebenen der Prozessabbildung.....	62
Abbildung 5.2: Aufbau sequenziell modularer Flowsheeting-Programme .....	65

Abbildung 5.3: Prozessschritte und Stoffströme bei der BtL-Herstellung .....	71
Abbildung 5.4: Modell für Gasreinigung, -konditionierung, FT-Synthese, Produktaufbereitung und Stromerzeugung .....	73
Abbildung 5.5: Ausschnitt des ASPEN Modells für den Zyklon und den Gewebefilter .....	74
Abbildung 5.6: Ausschnitt des ASPEN Modells für den Absorber .....	75
Abbildung 5.7: Ausschnitt des ASPEN Modells für die CO-Konvertierung .....	75
Abbildung 5.8: Ausschnitt des ASPEN Modells für die PSA-Anlage .....	76
Abbildung 5.9: Ausschnitt des ASPEN Modells für die CO <sub>2</sub> -Wäsche .....	76
Abbildung 5.10: Ausschnitt des ASPEN Modells für das ZnO-Bett .....	77
Abbildung 5.11: Ausschnitt des ASPEN Modells für die FT-Synthese .....	78
Abbildung 5.12: Ausschnitt des ASPEN Modells für den Abscheider und die Gasturbine .....	78
Abbildung 5.13: Ausschnitt des ASPEN Modells für die Dampfturbine .....	79
Abbildung 5.14: Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im Szenario <i>Waldrestholz – zentrale Anordnung</i> .....	81
Abbildung 5.15: Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im Szenario <i>Waldrestholz – dezentrale Anordnung</i> .....	83
Abbildung 5.16: Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im Szenario <i>Reststroh zentrale und dezentrale Anordnung</i> .....	86
Abbildung 5.17: Energieaufwand für die Bereitstellung von Waldrestholz und Slurrytransport für die verschiedenen Szenarien .....	88
Abbildung 5.18: Energieaufwand für die Bereitstellung von Reststroh und Slurrytransport für die verschiedenen Szenarien .....	89
Abbildung 6.1: Rahmen einer Lebenszyklusanalyse und Anwendungsmöglichkeiten nach ISO 14040 .....	93
Abbildung 6.2: Untersuchungsrahmen der Ökobilanzierung für die in dieser Arbeit untersuchte FT-Prozesskette .....	96
Abbildung 6.3: Untersuchungsrahmen der Ökobilanzierung für die Prozesskette von konventionellem Dieselkraftstoff .....	97
Abbildung 6.4: Kumulierter fossiler Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für das Szenario zentral und für konventionellen Dieselkraftstoff .....	98
Abbildung 6.5: Kumulierter fossiler Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für alle Szenarien .....	99
Abbildung 6.6: Auswirkung der Szenarien auf die fossilen Energieaufwendungen für den Transport bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Waldrestholz .....	100
Abbildung 6.7: Kumulierter fossiler Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Reststroh für das zentrale Szenario und für konventionellen Dieselkraftstoff .....	101

Abbildung 6.8: Auswirkung der Szenarien auf die Energieaufwendungen für den Transport bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Reststroh .....	102
Abbildung 6.9: Treibhausgasemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz sowie für konventionellen Dieselmkraftstoff .....	103
Abbildung 6.10: Treibhauspotenzial für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für alle Szenarien .....	104
Abbildung 6.11: Auswirkung der Szenarien auf die während des Transportes emittierten CO <sub>2</sub> -Äquivalente bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Waldrestholz .....	104
Abbildung 6.12: Treibhausgasemissionen für FT-Kraftstoffe aus Reststroh sowie für konventionellen Dieselmkraftstoff .....	105
Abbildung 6.13: Auswirkung der Szenarien auf die während des Transportes emittierten CO <sub>2</sub> -Äquivalenteemissionen bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Reststroh .....	106
Abbildung 6.14: Versauerungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselmkraftstoff.....	107
Abbildung 6.15: Versauerungspotenzial für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für alle Szenarien .....	108
Abbildung 6.16: Auswirkung der Szenarien auf die durch den Transport emittierten SO <sub>2</sub> -Äquivalente bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Waldrestholz .....	108
Abbildung 6.17: Versauerungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Reststroh und für konventionellen Dieselmkraftstoff.....	109
Abbildung 6.18: Auswirkung der Szenarien auf die durch den Transport emittierten SO <sub>2</sub> -Äquivalente bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Reststroh .....	110
Abbildung 6.19: Eutrophierungspotenzial für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselmkraftstoff.....	111
Abbildung 6.20: Eutrophierungspotenzial für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für alle Szenarien .....	112
Abbildung 6.21: Auswirkung der Szenarien auf die während des Transportes emittierten PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -Äquivalente bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Waldrestholz .....	112
Abbildung 6.22: Eutrophierungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Reststroh und für konventionellen Dieselmkraftstoff.....	113
Abbildung 6.23: Auswirkung der Szenarien auf die während des Transportes emittierten PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -Äquivalenteemissionen bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Reststroh .....	114
Abbildung 7.1: Mögliche Struktur der Kapitalbedarfspositionen einer Investition ..	119
Abbildung 7.2: Genauigkeitsschwankungen von Investitionsschätzungen im Ablauf des Planungsprozesses .....	120

Abbildung 7.3: Entwicklung des Preisindizes für Chemieanlagen nach Kölbl/Schulze.....	122
Abbildung 7.4: Geschätzte Investitionen für die verschiedenen Hauptverfahrensschritte für den Einsatzstoff Waldrestholz.....	135
Abbildung 7.5: Geschätzte Investitionen für die verschiedenen Hauptverfahrensschritte für den Einsatzstoff Reststroh.....	135
Abbildung 7.6: Sensitivitätsanalyse für das Szenario <i>zentrale Anordnung</i> für den Einsatzstoff Waldrestholz.....	143
Abbildung 7.7: Sensitivitätsanalyse für das Szenario <i>zentrale Anordnung</i> für den Einsatzstoff Reststroh.....	144
Abbildung 8.1: Zweistufiges Warehouse-Location-Problem.....	150
Abbildung 8.2: Netzwerkdarstellung des allgemeinen Planungsproblems.....	152
Abbildung 8.3: Netzwerkdarstellung der Vorbehandlungsanlage bei zentraler Anordnung.....	153
Abbildung 8.4: Transportierte Holzmenge vom Einzugsort zum Syntheseort und Entfernung zwischen den beiden Standorten für das Szenario <i>zentrale Anordnung – Einsatzstoff Waldrestholz</i> .....	160
Abbildung 8.5: Transportierte Reststrohmenge vom Einzugsort zum Syntheseort und Entfernung zwischen den beiden Standorten für Szenario <i>zentrale Anordnung – Einsatzstoff Reststroh</i> .....	161
Abbildung 8.6: Standorte der 10 Pyrolyseanlagen und der Syntheseanlage für das Szenario <i>dezentrale Anordnung – 10 Standorte - Einsatzstoff Waldrestholz</i> .....	162
Abbildung 8.7: Standorte der 10 Pyrolyseanlagen und der Syntheseanlage für das Szenario <i>dezentrale Anordnung – 10 Standorte - Einsatzstoff Reststroh</i> .....	163
Abbildung 8.8: Transportierte Reststroh- und Waldrestholzmengen vom Einzugsort zum Syntheseort und die Entfernung zwischen den beiden Standorten für das Szenario <i>zentrale Anordnung – 7 Pyrolyseanlagen mit Einsatzstoff Waldrestholz und 3 Pyrolyseanlagen mit Einsatzstoff Reststroh</i> .....	163
Abbildung 8.9: Einfluss des Holzpreises auf die Gesamtkosten für verschiedene Szenarien bei <i>zentraler Anordnung</i> .....	165
Abbildung 8.10: Gesamtkosten bei Transportpreissteigerungen für <i>zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung – Waldrestholz und Reststroh</i> .....	166

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Struktur des Weltprimärenergieverbrauchs 1971, 2005 und 2030 ..	16
Tabelle 2.2:	Erdölproduktion und Mineralölverbrauch 2006 weltweit .....	18
Tabelle 2.3:	Parameter laut DIN EN 14214 für Biodiesel (Auswahl) .....	24
Tabelle 2.4:	Besteuerung von Biodiesel und Pflanzenöl gemäß dem Energiesteuergesetz .....	26
Tabelle 2.5:	Biokraftstoffquoten (energetisch) für Diesel und Benzin von 2007 bis 2015 gemäß dem Biokraftstoffquotengesetz .....	27
Tabelle 3.1:	Zusammensetzung der Vergasungsprodukte je nach Vergasungsmittel.....	33
Tabelle 3.2:	Zusammenfassender Vergleich der Vergasungsverfahren .....	37
Tabelle 3.3:	Vergleich von Rohsynthese- und Synthesegas bzgl. der geforderten Reinheit für den Folgeprozess .....	38
Tabelle 3.4:	Technologie der Kalt- und Heißgasreinigung .....	39
Tabelle 5.1:	Ausgewählte Unit Operations in ASPEN Plus® .....	67
Tabelle 5.2:	Gaszusammensetzung in Volumen - % im Flugstromvergaser einer Anlage in Schwarze Pumpe .....	72
Tabelle 5.3:	Brutto-Stromleistung, Eigenbedarf und Netto-Stromleistung für <i>Waldrestholz -zentrale Anordnung</i> .....	80
Tabelle 5.4:	Kenngroßen der verschiedenen Prozessschritte für <i>Waldrestholz – zentrale Anordnung</i> .....	82
Tabelle 5.5:	Brutto-Stromleistung, Eigenbedarf und Netto-Stromleistung für <i>Waldrestholz – dezentrale Anordnung</i> .....	83
Tabelle 5.6:	Kenngroßen der verschiedenen Prozessschritte für <i>Waldrestholz – dezentrale Anordnung 10 Standorte</i> .....	84
Tabelle 5.7:	Brutto-Stromleistung, Eigenbedarf und Netto-Stromleistung für <i>Reststroh – zentrale und dezentrale Anordnung</i> .....	85
Tabelle 5.8:	Kenngroßen der verschiedenen Prozessschritte für <i>Reststroh - zentrale Anordnung</i> .....	87
Tabelle 6.1:	Treibhauspotenzial verschiedener Gase .....	102
Tabelle 6.2:	Versauerungspotenzial verschiedener Stoffe.....	106
Tabelle 6.3:	Eutrophierungspotenzial verschiedener Stoffe.....	110
Tabelle 7.1:	Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario <i>dezentrale Vorbereitung – 10 Standorte</i> für Waldrestholz. ....	134
Tabelle 7.2:	Preise für die Biomassearten <i>Stroh</i> , und <i>Waldrestholz – ohne den Transport zur Anlage</i> .....	137
Tabelle 7.3:	Transportkosten vom Feld bzw. landwirtschaftlichen Zwischenlager oder Wald bis zur Anlage .....	139

Tabelle 7.4:	Ergebnisse der Kostenschätzung für alle Szenarien für den Einsatzstoff Waldrestholz .....	140
Tabelle 7.5:	Ergebnisse der Kostenschätzung für alle Szenarien für den Einsatzstoff Reststroh .....	141
Tabelle 8.1:	Im Modell verwendete Notationen .....	154
Tabelle 8.2:	Betrachtete Szenarien.....	160
Tabelle 8.3:	Ergebnisse für die einzelnen Szenarien .....	164
Tabelle 9.1:	Treibhauspotenzial für die Szenarien <i>zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz</i> .....	170
Tabelle 9.2:	Versauerungspotenzial für die Szenarien <i>zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz</i> .....	170
Tabelle 9.3:	Fossiler kumulierter Energieaufwand für die Szenarien <i>zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Reststroh</i> .....	171
Tabelle 9.4:	Eutrophierungspotenzial für die Szenarien <i>zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Reststroh</i> .....	171
Tabelle 9.5:	Schätzung der Gesamtkosten für das Modell mit den Daten Baden-Württembergs verglichen mit dem Standardmodell für die Szenarien <i>zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung – 10 Standorte Waldrestholz</i> .....	172
Tabelle 9.6:	Schätzung der Gesamtkosten für das Modell mit den Daten Baden-Württembergs verglichen mit dem Standardmodell für die Szenarien <i>zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung – 10 Standorte für Reststroh</i> . .....	173

**Abkürzungsverzeichnis**

BHKW	Blockheizkraftwerk
BtL	Biomass-to-Liquid
CNG	Compressed Natural Gas
CtL	Coal-to-Liquid
DenA	Deutsche energie-Agentur
DIN	Deutsches Institut für Normung
DME	Dimethylether
ETBE	Ethyl-Tertiaer-Butylether
FM	Feuchtmasse
FT	Fischer-Tropsch
FZK	Forschungszentrum Karlsruhe
GAMS	General Algebraic Modeling System
GDX	GAMS Data Exchange
Gew.-%	Gewichtsprozent
GtL	Gas-to-Liquid
IEA	International Energy Agency
LPG	Liquid Petrol Gases
Mg	Megagramm; 1 Mg = 1 t
MTBE	Methyl-Tertiaer-Butylether
MtS	Methanol-to-Synfuel
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
TM	Trockenmasse
TS	Trockensubstanz
UNFCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WLP	Warehouse-Location-Problem
z.B.	zum Beispiel
% m/m	Massenprozent

## 1. Einleitung

### 1.1. Ausgangslage und Problemstellung

Vor dem Hintergrund der begrenzten Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern stellt der immense und weltweit stetig ansteigende Energiebedarf sowohl aus ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht eine große Herausforderung dar. Für einen erheblichen Anteil am Primärenergieverbrauch ist dabei der Verkehrssektor verantwortlich. So lag im Jahr 2005 beispielsweise in Deutschland der Anteil des Verkehrssektors am Gesamtendenergieverbrauch bei 28,6 % und an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei 20 % [BMW, 2005]. Einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung kann daher die Bereitstellung von Kraftstoffen aus regenerativen Energiequellen darstellen. Entsprechend fordern Richtlinien der Europäischen Union eine deutliche Erhöhung des Mindestverbrauchsanteils an Biokraftstoffen in den kommenden Jahren. So soll bereits bis 2010 der Bedarf an Otto- und Dieselkraftstoffen zu 5,75 % durch Biokraftstoffe gedeckt werden [EU-Kommission, 2003]. Ein mögliches Konzept zur Herstellung regenerativer Kraftstoffe stellt die Umwandlung von Biomasse in synthetische Kohlenwasserstoffe (sog. Designer-Kraftstoffe, auch BtL- bzw. Biomass-to-Liquid- oder Biokraftstoffe der zweiten Generation genannt) dar. Diese Kraftstoffe sind geeignet, konventionelle Kraftstoffe zu ersetzen und können damit einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors leisten. BtL-Kraftstoffe sind aromatenfrei und ermöglichen durch ihre hohe Cetanzahl eine effiziente Verbrennung [FNR, 2006a].

Für das Land Baden-Württemberg ist die Bewertung eines solchen Nutzungskonzeptes aus verschiedenen Gründen von Interesse. Zum einen stehen im Land beträchtliche Mengen an Biomasse zur Verfügung. Im Jahr 2002 betrug das biogene Rest- und Abfallstoffaufkommen im Land ca. 8 Mio. Mg<sup>1</sup> oTS (organische Trockensubstanz) [Leible et al., 2005]. Zum anderen kann der gezielte, nachhaltige Anbau von geeigneter Biomasse als Basis für Designer-Kraftstoffe langfristig eine ökonomisch interessante Option für die heimische Land- und Forstwirtschaft darstellen.

Grundsätzlich ist Biomasse sehr vielseitig einsetzbar. Es existiert daher eine Vielzahl von Arbeiten in diesem Bereich<sup>2</sup>. Ein Nutzungspfad stellt die bereits angesprochene Herstellung von BtL-Kraftstoffen dar. Da dieser Pfad sehr vielversprechend zu sein scheint, wurden in den vergangenen Jahren insbesondere Studien veröffentlicht, welche diese Kraftstoffgeneration betrachten. Derzeit existieren vier wichtige Forschungsvorhaben zur Realisierung von BtL-Anlagen im deutschen Sprachraum. Die Firma *Choren* wird im Lauf des Jahres 2008 in einer kommerziellen Anlage im sächsischen Freiberg den BtL-Kraftstoff SunDiesel produzieren. Die Anlage soll

---

<sup>1</sup> Mg: Megagramm.

<sup>2</sup> Eine generelle Darstellung der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten findet sich bspw. in [Kaltschmitt et al., 1997].



18 Millionen Liter BtL-Kraftstoff pro Jahr liefern<sup>3</sup>. Die *TU Wien* forscht an einer Anlage für die Erzeugung eines Synthesegases aus biogenen Roh- und Reststoffen und dessen Nutzung zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie zur Erzeugung von gasförmigen Energieträgern und/oder flüssigen Brenn- oder Kraftstoffen. Eine Anlage kleineren Maßstabes befindet sich in Güssing (Österreich)<sup>4</sup>. An der *TU Freiberg* laufen Forschungsarbeiten zur BtL-Kraftstoffherstellung mittels Methanolsynthese<sup>5</sup>. Am *Forschungszentrum Karlsruhe* wird ein Verfahren zur Herstellung von synthetischem Kraftstoff entwickelt. Mehrere Veröffentlichungen stellen das Vorhaben und die Ergebnisse des Projektes dar<sup>6</sup>.

Trotz der vielfältigen Forschungstätigkeiten befindet sich die Herstellung von kommerziellen BtL-Kraftstoffen noch in einer frühen Entwicklungsphase. Um bereits heute Aussagen bezüglich der Vorteilhaftigkeit treffen zu können, ist die Entwicklung entsprechender Bewertungsansätze erforderlich. Dabei muss eine umfassende Analyse neben technischen und ökonomischen auch ökologische Aspekte berücksichtigen.

## 1.2. Zielsetzung und Vorgehensweise

Bislang existiert keine Studie, die im Rahmen einer ganzheitlichen Analyse alle Aspekte einer techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung und einer möglichen Umsetzung abdeckt. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit eine Methodik zur techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung eines Prozesses zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen aus Biomasse mit der Untersuchung einer möglichen Realisierung entwickelt und exemplarisch auf die mögliche Realisierung eines Verfahrenskonzeptes in Baden-Württemberg angewendet.

Zur Erreichung dieser Zielsetzung wird zunächst in Kapitel 1 eine allgemeine Hinführung zum Thema Biokraftstoffe gegeben. Hierzu werden eine begriffliche Abstimmung vorgenommen (Abschnitt 2.1) und der Kraftstoffmarkt in Deutschland für das Jahr 2006 charakterisiert (Abschnitt 2.2). Daran anschließend wird der Stand der Entwicklungen im Bereich nachwachsender Rohstoffe der ersten Generation in Abschnitt 2.3 sowie der zweiten Generation in Abschnitt 2.4 aufgezeigt. Abschließend werden in Abschnitt 2.5 die ökonomischen, ökologischen und politischen Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Biokraftstoffen aufgezeigt. Abgeschlossen wird das Kapitel mit einer Zusammenfassung und Schlussfolgerungen (Abschnitt 2.6).

Die Herstellung synthetischer Biokraftstoffe kann auf Basis unterschiedlicher technischer Verfahrensalternativen und -varianten realisiert werden. Daher wird in

---

<sup>3</sup> Informationen zu diesem Projekt finden sich zum Beispiel in den Studien [Rudloff, 2003] und [Rudloff, 2004].

<sup>4</sup> Informationen zu diesem Projekt finden sich in verschiedenen Publikationen, etwa [Hofbauer et al., 2002].

<sup>5</sup> Dokumentiert sind diese z.B. in [Dimmig und Meyer, 2004] und [Meyer et al. 2004].

<sup>6</sup> Eine gute Zusammenfassung bietet [Henrich, 2002].

Kapitel 3 eine Identifikation und ein Vergleich möglicher Prozessschritte und Prozessketten mit Aussicht auf eine großtechnische Realisierung vorgenommen. Dabei widmet sich Abschnitt 3.1 zunächst den verschiedenen Schritten der Biomassevorbereitung einschließlich Lagerung, Trocknung und Transport. Die folgenden Abschnitte behandeln darauf aufbauend die verschiedenen technischen Verfahren der Prozessschritte Vergasung (Abschnitt 3.2), Gasreinigung (Abschnitt 3.3), Gaskonditionierung (Abschnitt 3.4), Synthese (Abschnitt 3.5) und schließlich weitere Schritte der Aufbereitung der Endprodukte (Abschnitt 3.6). Abschließend werden in Abschnitt 3.7 Beispiele für sich derzeit in Entwicklung befindliche Verfahren zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen und ein Überblick über bisherige Studien in diesem Umfeld gegeben.

Die verschiedenen, aufeinander aufbauenden Schritte der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methodik zur techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung einer Prozesskette zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen aus Biomasse sind in Abbildung 1.1 dargestellt.

Ausgangspunkt bildet die technische Analyse eines Systems zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen. Dazu ist zunächst das zu untersuchende Verfahren zu identifizieren. Die Bestimmung dieses Basisverfahrens erfolgt in Kapitel 4, wobei zunächst die betrachteten Biomassearten (Abschnitt 4.1) und danach die Prozesskette auf Basis der in Kapitel 3 vorgestellten Verfahrensalternativen und -varianten festgelegt werden (Abschnitt 4.2). Darauf aufbauend werden verschiedene Szenarien bestimmt (Abschnitt 4.3), die im Rahmen der nachfolgenden Stoff- und Energiebilanzierung sowie ökologischen und ökonomischen Analysen betrachtet werden.

Nach der Festlegung der einzelnen Verfahrensschritte und der zu betrachtenden Szenarien bzw. Biomassearten wird das ausgewählte Basisverfahren im Rahmen einer Stoff- und Energiebilanzierung (Kapitel 5) ausgearbeitet und beschrieben. Die methodische Vorgehensweise der Bilanzierung wird hierzu zunächst in Abschnitt 5.1 vorgestellt. Daran anschließend werden die Stoff- und Energiebilanzierung des ausgewählten Basisverfahrens für verschiedene Szenarien in Abschnitt 5.2 durchgeführt und die berechneten Ergebnisse in Abschnitt 5.3 dargestellt und ausgewertet. Wichtige Ergebnisse der Bilanzierung sind dabei insbesondere die Anlagendimensionierung, die Mengen an Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen sowie die Energieverbräuche. Abgeschlossen wird das Kapitel mit einer Zusammenfassung und Schlussfolgerungen (Abschnitt 5.4).

Die Ergebnisse dieser Energie- und Stoffbilanzierung bilden die Datenbasis für eine ökonomische und ökologische Analyse von verschiedenen Szenarien für die Herstellung von BtL-Kraftstoffen. In Kapitel 6 werden zunächst die Umweltauswirkungen der verschiedenen Szenarien abgeschätzt. Ziel der ökologischen Analyse ist es, die Effekte der Herstellung und Verbrennung von BtL-Kraftstoffen auf die natürliche Umwelt und den Menschen darzustellen und zu diskutieren sowie mit der Herstellung von konventionellen Kraftstoffen zu vergleichen. Dazu wird die Methodik der Ökobilanzierung bzw. Lebenszyklusanalyse verwendet, die zunächst in Abschnitt 6.1 vorgestellt und daran anschließend für die betrachtete Prozesskette durchgeführt wird (Abschnitt 6.2). Danach werden die verschiedenen Ergebnisse in den Kategorien kumulierter fossiler Energieaufwand

(Abschnitt 6.3), Treibhauspotenzial (Abschnitt 6.4), Versauerungspotenzial (Abschnitt 6.5) sowie Eutrophierungspotenzial (Abschnitt 6.6) für die betrachteten Szenarien und Biomassearten vorgestellt. Abschließend liefert Abschnitt 6.7 die Schlussfolgerung der durchgeführten ökologischen Bewertung.

Die ökonomische Bewertung in Form einer Kostenschätzung wird in Kapitel 7 durchgeführt. Dabei werden in Abschnitt 7.1 zunächst verschiedene Verfahren der Kosten- und Investitionsschätzung sowie deren Vor- und Nachteile im Hinblick auf ihre Eignung für die zu bewertende Prozesskette dargestellt. Die methodische Vorgehensweise im Rahmen dieser Arbeit sowie deren Anwendung auf die ausgewählte Prozesskette wird dann in Abschnitt 7.2 für die betrachteten Szenarien und Biomassearten dargestellt. Dabei werden neben den investitionsabhängigen Kostenarten, für welche zunächst die Investitionen geschätzt werden müssen, die betriebsmittelverbrauchsabhängigen Kosten, die Personal- und Transportkosten sowie die Erlöse aus dem Verkauf von Kuppelprodukten und darauf basierend schließlich die Herstellkosten betrachtet. Um die Robustheit der Ergebnisse zu überprüfen, wird in Abschnitt 7.3 eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Ziel der Kostenschätzung ist es dabei, vielversprechende Szenarien und Schlüsselgrößen der techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung für die Entwicklung und Umsetzung nachhaltiger BtL-Konzepte zu identifizieren. Vor diesem Hintergrund werden die Ergebnisse schließlich in Abschnitt 7.4 zusammenfassend bewertet.

Die Ergebnisse der Kostenschätzung bilden im Rahmen der in dieser Arbeit entwickelten Methodik den Ausgangspunkt für die Standortplanung (Kapitel 8) in einem definierten Zielgebiet. Um ein geeignetes Standortkonzept zu erhalten, werden zunächst in Abschnitt 8.1 verschiedene Methoden der Standortplanung und danach in Abschnitt 8.2 ein zweistufiges Warehouse-Location-Modell vorgestellt und mathematisch formuliert. Die Implementierung dieses Modells wird in Abschnitt 8.3 vorgestellt. Die Ergebnisse und Auswertung der Anwendung des Modells für das Zielgebiet Baden-Württemberg unter den entsprechenden Rahmenbedingungen (Biomasseaufkommen pro Gemeinde, Distanzen zwischen den Gemeinden, etc.) werden in Abschnitt 8.4 dargestellt. Dabei werden unterschiedliche Rohstofflogistikkonzepte bzw. Anlagenanordnungen mit dem Modell untersucht. Ergebnisse der Optimierung sind hierbei die Standorte für die Pyrolyse- und Syntheseanlagen bei einer Minimierung der entscheidungsrelevanten Kosten entlang der gesamten Prozesskette (von der Biomasseernte bis zur Syntheseanlage) sowie die optimalen Mengen an Biomasse und Slurry, die jeweils von den Einzugsgebieten zu den Pyrolyse- bzw. Syntheseanlagen transportiert werden. Analog zur Kostenschätzung werden auch für die Standortplanung eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (Abschnitt 8.5) und das Kapitel mit zusammenfassenden Schlussfolgerungen (Abschnitt 8.6) abgeschlossen.

Im nächsten Schritt der in Abbildung 1.1 dargestellten Methodik werden die Effekte der im Rahmen der Standortplanung betrachteten Realisierungskonzepte auf die Abschätzung der Umweltauswirkung und die Kostenschätzung untersucht. Die spezifischen Ergebnisse der Standortplanung für Baden-Württemberg (transportierte Menge an Biomasse und Transportdistanzen) bilden somit in Kapitel 9 die Grundlage um die genannten Betrachtungen durchzuführen (Abschnitt 9.1 und 9.2) und die

möglichen Realisierungsszenarien für Baden-Württemberg abschließend zu bewerten (Abschnitt 9.3).

Kapitel 10 liefert dann eine abschließende Zusammenfassung der dieser Arbeit zugrunde liegenden Problemstellung und Zielsetzung sowie der entwickelten Methodik und deren Anwendung auf die betrachtete Prozesskette. Die Arbeit wird mit einem Ausblick abgeschlossen.

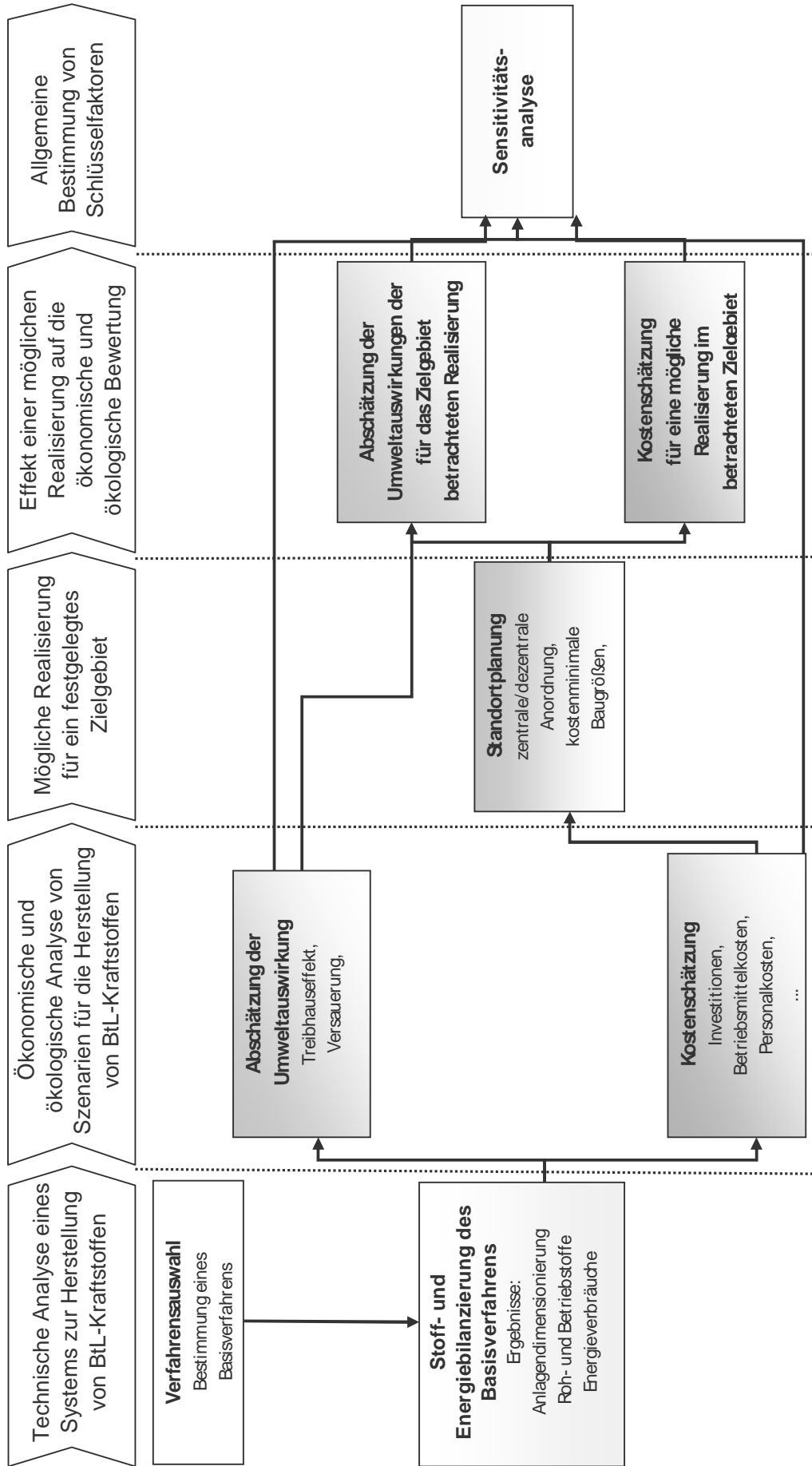


Abbildung 1.1: Methodik der techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung einer Prozesskette zur Biokraftstoffproduktion

## 2. Biokraftstoffe der ersten und zweiten Generation

Der Schwerpunkt des vorliegenden Kapitels ist eine allgemeine Hinführung zum Thema Biokraftstoffe sowie die Darstellung der politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Hierzu werden zunächst die Begriffe Biomasse und Biokraftstoffe in Abschnitt 2.1 definiert und der Kraftstoffverbrauch in Deutschland dargestellt (Abschnitt 2.2). Grundsätzlich ist zwischen Biokraftstoffen der ersten, wie z.B. Bioethanol und Biodiesel, und der zweiten Generation, wie z.B. Biokraftstoffen aus der Fischer-Tropsch-Synthese, zu unterscheiden. Daher wird in den Abschnitten 2.3 und 2.4 auf die beiden Kraftstoffarten eingegangen. Biokraftstoffe wirken einerseits der starken Abhängigkeit des Transportsektors von Erdöl entgegen und können zudem einen Beitrag dazu leisten, die Ziele des Kyoto-Abkommens zu erreichen. Deswegen fördert die EU seit Anfang des 21. Jahrhunderts die Entwicklung und Verwendung von Biokraftstoffen durch eine entsprechende Gesetzgebung. Vor diesem Hintergrund werden die Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Biokraftstoffen in Abschnitt 2.5 dargestellt. Die Vorgaben wurden von den Mitgliedsstaaten in nationales Recht umgesetzt und haben in Deutschland zu einem Biokraftstoffanteil im Jahr 2006 von 6,3 % geführt. Auf Basis des vorliegenden Kapitels werden in Kapitel 3 Verfahrensalternativen und –varianten zur BtL-Kraftstoffherstellung mit Aussicht auf eine großtechnische Realisierung dargestellt und darauf aufbauend in Kapitel 4 eine Prozesskette zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen als Referenzverfahren identifiziert.

### 2.1. Biokraftstoffe und Biomasse

Im Sinne der Richtlinie „2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor“ bezeichnet der Ausdruck:

„a) Biokraftstoffe flüssige oder gasförmige Verkehrskraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden. Zumindest die nachstehend genannten Erzeugnisse gelten als Biokraftstoffe:

- Bioethanol
- Reines Pflanzenöl
- Biodiesel
- Biogas<sup>7</sup>
- Biomethanol<sup>8</sup>
- Biodimethylether<sup>9</sup>
- Bio-ETBE (Ethyl-Tertiär-Butylether)

---

<sup>7</sup> Brenngas, das aus Biomasse und/oder aus dem biologisch abbaubaren Teil von Abfällen hergestellt wird und durch Reinigung Erdgasqualität erreichen kann, oder Holzgas.

<sup>8</sup> Methanol, das aus Biomasse hergestellt wird.

<sup>9</sup> Dimethylether, der aus Biomasse hergestellt wird.

- Bio-MTBE (Methyl-Tertiär-Buthylether)
- Synthetische Biokraftstoffe
- Biowasserstoff<sup>10</sup>

b) Biomasse den biologisch abbaubaren Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten.“ [Richtlinie 2003/30/EG]

Die folgende Abbildung ordnet Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe (BtL-Kraftstoffe) in den Kontext der erneuerbaren Energien ein.

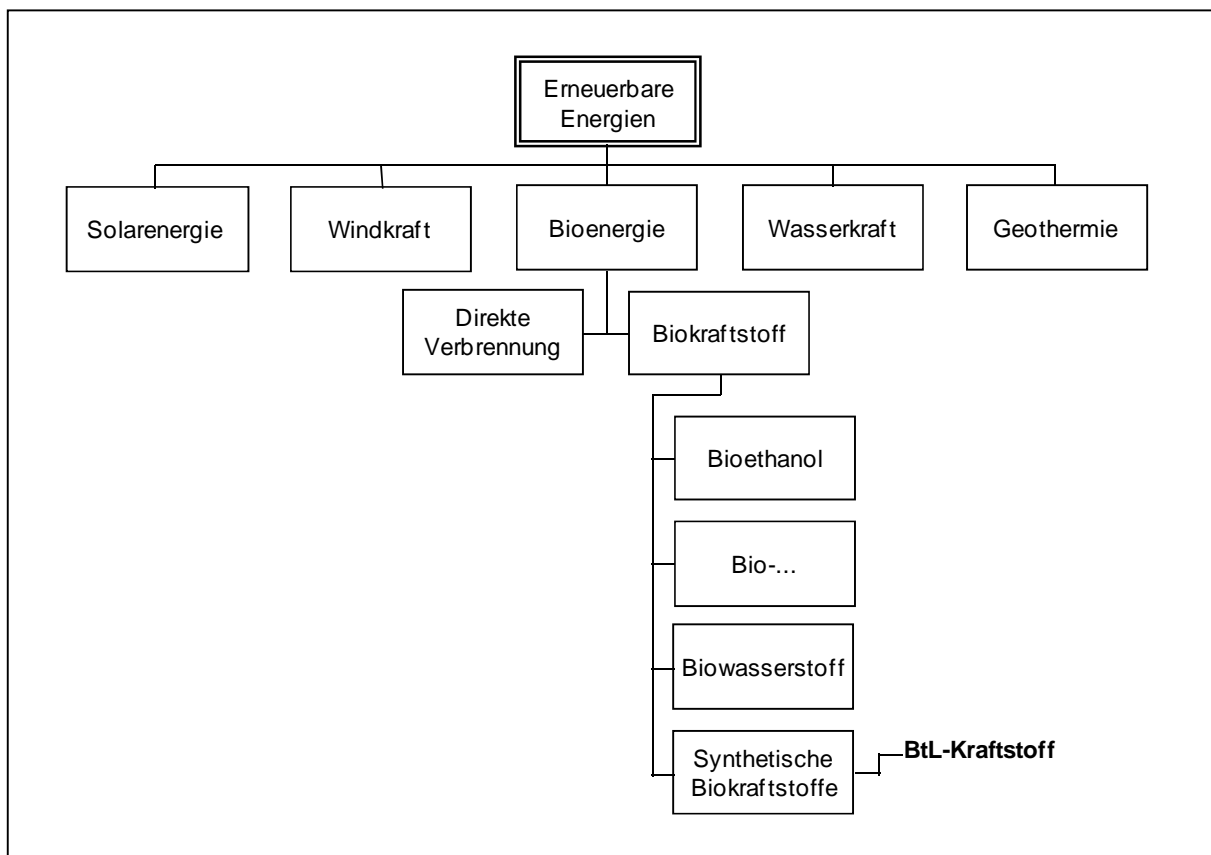


Abbildung 2.1: BtL-Kraftstoffe im Kontext erneuerbarer Energien

## 2.2. Kraftstoffverbrauch in Deutschland

Der Primärkraftstoffverbrauch in Deutschland setzte sich im Jahr 2006 zu 52,2 % aus Diesel-, zu 40,3 % aus Otto- und zu 7,5 % aus Biokraftstoff zusammen. Der größte Anteil von Biokraftstoff entfällt mit 61,6 % auf Biodiesel. Weiterhin basieren 26,6 % des Biokraftstoffverbrauches auf reinem Pflanzenöl und 11,8 % auf Bioethanol [FNR, 2007a] (vergleiche hierzu Abbildung 2.2).

<sup>10</sup> Wasserstoff, der aus Biomasse und/oder aus dem biologisch abbaubaren Teil von Abfällen hergestellt wird.

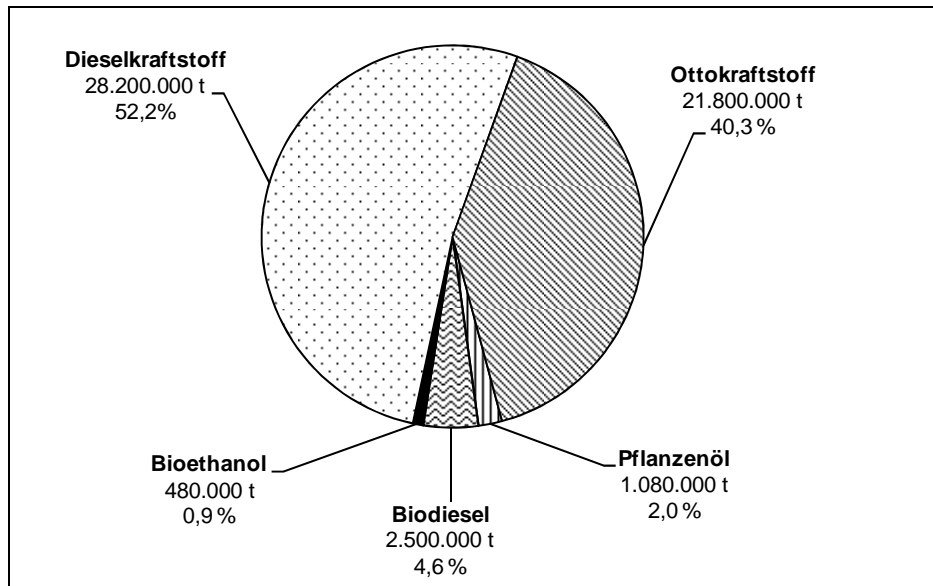


Abbildung 2.2: Primärkraftstoffverbrauch in Deutschland 2006 [FNR, 2007a]

Wie in Abbildung 2.3 dargestellt, wird der Verbrauch von Benzin- und Diesekraftstoff laut der Prognose des Mineralölwirtschaftsverbandes im kommenden Jahrzehnt sinken. Während er 2007 noch bei 52 Mio. Tonnen lag, schätzen ihn Experten für das Jahr 2020 auf nur noch 44 Mio. Tonnen. Beim Benzinverbrauch ist laut der Ölprognose des Mineralölwirtschaftsverbandes bis zum Jahr 2025 mit einer Verminderung von 50 % zu rechnen. Grund seien vor allem ein weiter sinkender spezifischer Verbrauch bei Neufahrzeugen und die anhaltende Substitution durch Dieselfahrzeuge [MWV, 2006].

Beim Diesekraftstoff wird der Rückgang 15 % betragen. Gründe seien hier vor allem geringere Fahrleistungen sowie ein niedrigerer Verbrauch der Neufahrzeuge.

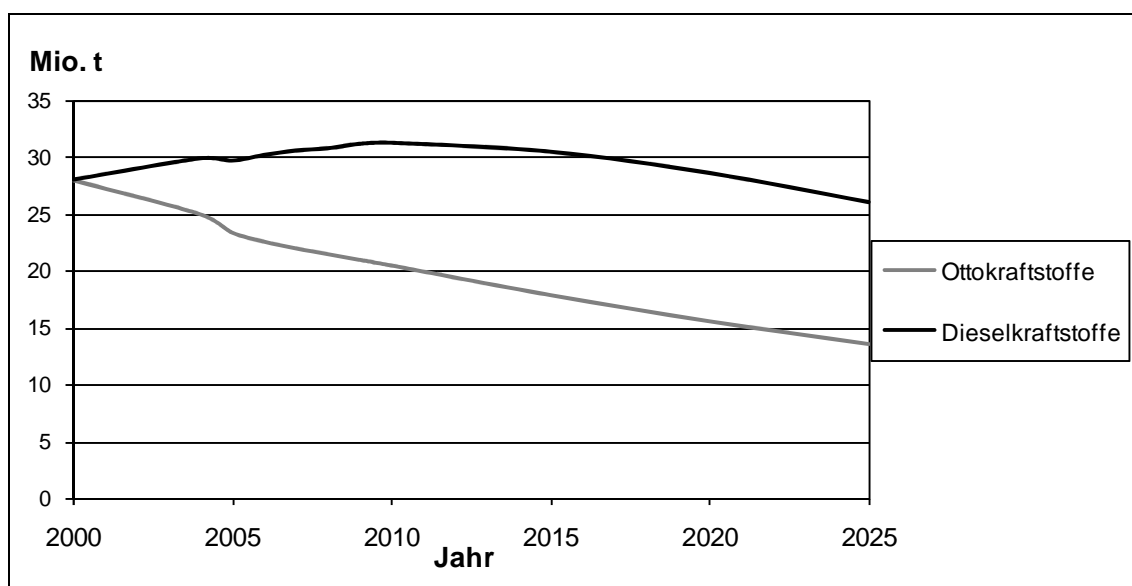


Abbildung 2.3: Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland [MWV, 2006]

Auch im Jahr 2007 ist die Nachfrage wie in den vorangegangenen 7 Jahren gesunken. Der Absatz von Otto-Kraftstoffen in Deutschland hat sich um drei Prozent



auf 22 Millionen Tonnen verringert. Dies liegt vor allem in der verbesserten Effizienz von Fahrzeugen sowie dem anhaltenden Trend zu Diesel-Pkw begründet. Beim Diesel-Kraftstoff ist daher auch eine Zunahme um 1 % auf 31 Millionen Tonnen verzeichnet worden und auch bis zum Jahr 2008/2009 wird sich noch ein leichter Anstieg ergeben [MWV, 2006].

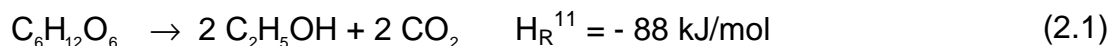
Neben den Anstrengungen zur Effizienzsteigerung von Fahrzeugen stellt die Entwicklung alternativer Kraftstoffen eine Möglichkeit dar, die Abhängigkeit von konventionellem Energieträger zu verringern.

### 2.3. Biokraftstoffe der 1. Generation

Die Biokraftstoffe der ersten Generation umfassen im wesentlichen Bioethanol, ETBE, reines Pflanzenöl und Biodiesel. In den nächsten Abschnitten werden jeweils die Herstellungsverfahren und die wichtigsten Charakteristika dieser Kraftstoffe beschrieben.

#### 2.3.1. Ethanol

Zur Bioethanolproduktion werden stärke- oder zuckerhaltige Pflanzenfrüchte eingesetzt. Hierzu gehören beispielsweise Mais, Getreide, Zuckerrohr und Zuckerrüben. Die stärkehaltigen Ausgangsstoffe werden zuerst enzymatisch zur Glukose abgebaut. Dann erfolgt die alkoholische Gärung anaerob durch in der Hefe gebildete Enzyme. Dabei wird die Glukose zu Ethanol und Kohlendioxid gemäß folgender Gleichung (2.1) abgebaut.



Anschließend wird in einem Destillationsschritt aus dem Rohgemisch Ethanol erzeugt. Der verbleibende Destillationsrückstand, die sogenannte Schlempe, findet Verwendung als Futtermittel, Dünger oder Einsatzstoff in Biogasanlagen.

2006 wurden weltweit 50 Mrd. Liter Ethanol produziert. Dabei sind Brasilien mit 18,3 Mrd. Liter und die USA mit 17,5 Mrd. Liter die größten Ethanolproduzenten. Sie kontrollieren somit 70 % des Weltmarkts [BFAI, 2007].

Abbildung 2.4 zeigt die Länder mit der größten Ethanolproduktion in der EU im Jahr 2006. Deutschland und Spanien stellen mit ca. 50 % der Gesamtproduktion die beiden größten Hersteller dar.

---

<sup>11</sup>  $H_R$  beschreibt die Reaktionsenthalpie.  $H_R < 0$  bedeutet, die Reaktion verläuft exotherm.

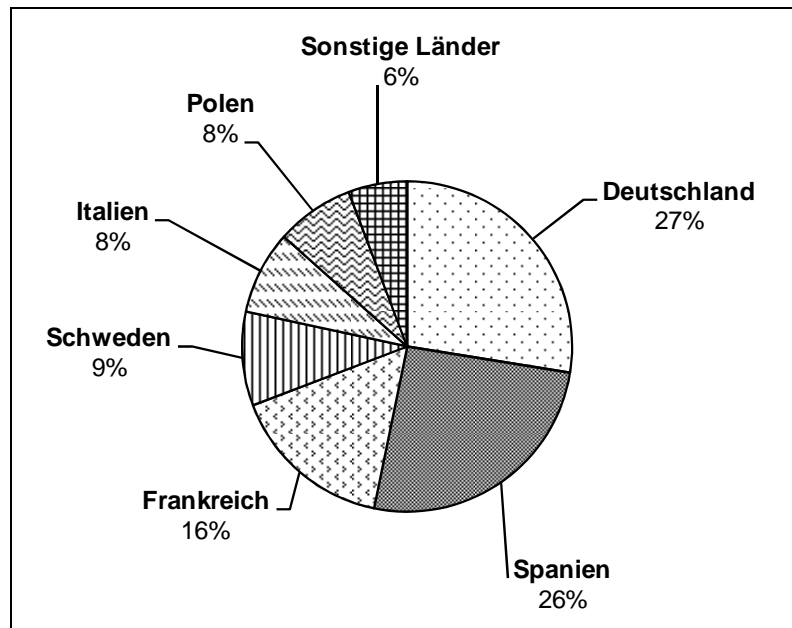


Abbildung 2.4: Ethanolherstellung in der EU 2006 (Gesamtproduktion in 2006: 1,25 Mio. Tonnen) [Euroserv'ER, 2007]

### 2.3.2. Ethyl-Tertiär-Buthyl-Ether (ETBE)

Während reines Bioethanol fast ausschließlich in Brasilien zum Einsatz<sup>12</sup> kommt, wird vor allem in Frankreich und Spanien Ethyl-Tertiär-Buthyl-Ether (ETBE) verwendet. Dabei werden gleiche Anteile von Ethanol und Isobuten (aus fossilem Ursprung) gemischt. Die Herstellung von ETBE erfolgt durch säurekatalysierte Umsetzung von Ethanol mit Isobuten (aus fossilem Ursprung), welche zu gleichen Anteilen gemischt werden.

Der Energiegehalt von ETBE (36,39 MJ/kg) ist zwar niedriger als der von Ottokraftstoff, liegt allerdings über dem von Ethanol<sup>13</sup>. In der EU wird ETBE Ottokraftstoffen mit bis zu 15 % beigemischt. Der Einsatz von ETBE hat darüber hinaus den Vorteil, dass es aufgrund seiner sehr hohen Oktanzahl<sup>14</sup> (>100)<sup>15</sup> zur Verbesserung der Klopfestigkeit beiträgt.

### 2.3.3. Pflanzenöl

2006 wurden in Deutschland eine Million Tonnen Pflanzenöl als Kraftstoff verkauft. Zur Herstellung von Pflanzenöl sind zwei Verfahren üblich. Die *dezentrale Kaltpressung* wird oft in kleinen Anlagen durchgeführt und findet daher direkt in

<sup>12</sup> Bereits Mitte der 70er Jahre wurden in Brasilien eigene Motoren für Ethanol entwickelt.

<sup>13</sup> Zum Vergleich: Ottokraftstoff erreicht ca. 41 MJ/kg, Ethanol dagegen ca. 27 MJ/kg [FNR, 2003].

<sup>14</sup> Messgröße für die Klopfestigkeit von Ottokraftstoffen.

<sup>15</sup> Zum Vergleich: Ottokraftstoff erreicht eine Oktanzahl von mindestens 91 gemäß DIN EN 228 (Vergleiche Abschnitt 2.5.4.3).

landwirtschaftlichen Betrieben oder Genossenschaften statt. Die *zentrale Herstellung* mittels Raffination wird dagegen in industriellen Großanlagen durchgeführt.

Bei der Kaltpressung wird die gereinigte Ölsaart ausschließlich durch mechanischen Druck bei Temperaturen von maximal 40 °C ausgepresst. Die enthaltenen Schwebstoffe werden durch Filtration oder Sedimentation entfernt. Neben dem Öl bleibt ein Presskuchen mit einem Restölgehalt von mehr als 10 % zurück. Dieser wird zu eiweißreichem Tierfutter weiterverarbeitet.

Bei der zentralen Ölgewinnung werden die Ölsaaten nach einer Vorbehandlung bei höheren Temperaturen ausgepresst. Aus dem verbleibenden Ölpresskuchen wird das restliche Öl mittels Lösemitteln bei Temperaturen bis 80 °C ausgelöst. Übrig bleibt sogenanntes Extraktionsschrot, das ebenfalls als Tierfutter zum Einsatz kommt [FNR, 2007b].

Reines Pflanzenöl kann aufgrund seiner besonderen Eigenschaften im Vergleich zu Dieselmotoren nur nach Anpassungsmaßnahmen eingesetzt werden. Insbesondere ist reines Pflanzenöl schwerer entflammbar als Diesel, weil es überwiegend aus Estern langkettiger Fettsäuren (keine Kohlenwasserstoffe) besteht. Die Zündwilligkeit (auch Cetanzahl genannt) ist generell eher gering, da nicht erwärmtes Pflanzenöl von der Einspritzdüse nur unzureichend im Brennraum vernebelt wird. Somit ist der Einsatz von Pflanzenöl als Kraftstoff vor allem wegen den notwendigen Modifikationen des Motors mit relativ hohen Kosten verbunden.

#### 2.3.4. Biodieselherstellung

Aus Pflanzenöl hergestellter Biodiesel ist in seinen Eigenschaften normalem Diesel sehr ähnlich (z.B. gleiche Viskosität). Die Herstellung von Biodiesel erfolgt durch die Umesterung von Pflanzenöl (vergleiche Abbildung 2.5). Hierfür ist Methanol notwendig, das mit Pflanzenöl im Verhältnis 1:9 gemischt wird. Zusätzlich wird 0,5 - 1 % eines Katalysators bei einer Temperatur von 50 bis 80 °C zugeführt. Bei der dann ablaufenden chemischen Reaktion wird das Pflanzenölmolekül, das aus Glycerin und drei Fettsäureketten besteht, aufgespalten. Die Fettsäuren verbinden sich mit Methanol zu Biodiesel. Zusätzlich entsteht Glycerin, ein Alkohol, der in vielen Bereichen, wie der Pharma- und Lebensmittelindustrie und der Oleochemie, Anwendung findet. [FNR, 2007b]

Das Produkt der Umesterung wird Methylester ME genannt. In Deutschland wird Biodiesel aus Raps hergestellt, weswegen es oft als RME (Raps-Methyl-Ester) bezeichnet wird.

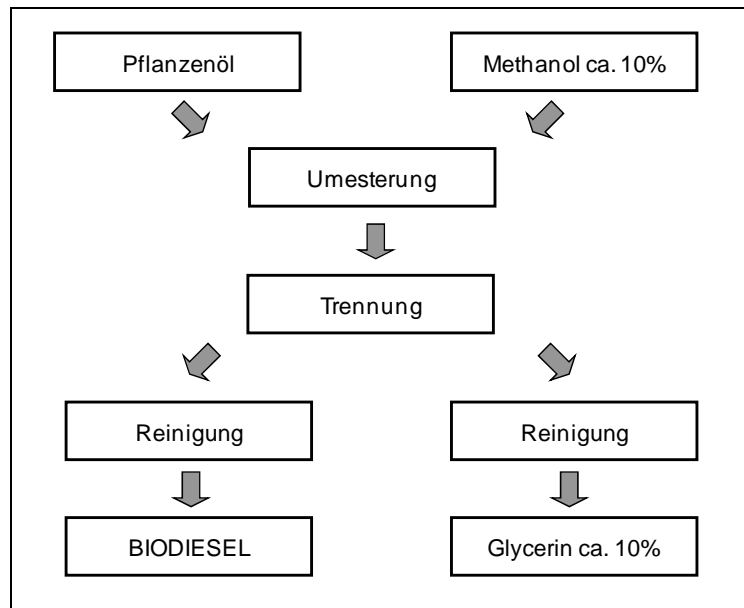


Abbildung 2.5: Verfahrensschema der Umesterung von Pflanzenöl [Ren Germ, 07]

Die weltweite Gesamtproduktion an Biodiesel betrug im Jahr 2006 7,1 Mio. Tonnen. 4,9 Millionen davon wurden in der EU produziert. Dabei ist die Biodieselherstellung im Vergleich zum Vorjahr in der EU um ca. 54 % angestiegen. Deutschland ist mit ca. 2,6 Mio. Tonnen im Jahre 2006 der größte Biodieselhersteller in der EU [EBB, 2007]. Vergleiche hierzu auch Abbildung 2.6.

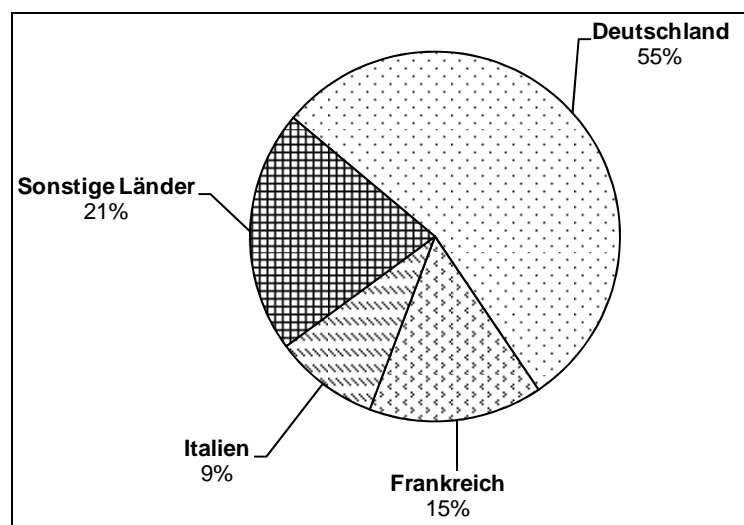


Abbildung 2.6: Biodieselherstellung in der EU 2006 (Gesamtproduktion in 2006: 4,9 Mio. Tonnen) [EBB, 2007]

### 2.3.5. Nachteile der Biokraftstoffe der ersten Generation

Die Biokraftstoffe der ersten Generation weisen entscheidende Nachteile auf. So nutzen sie lediglich die Früchte der verarbeiteten Biomasse und stehen somit in direkter Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Eine nachhaltige Lösung muss jedoch die Verwendung der gesamten Biomasse verfolgen. [Plass et al., 2007] Darüber hinaus könnte beispielsweise in Deutschland oder in anderen Ländern der

EU ein großer Anteil des benötigten Pflanzenöls nur durch den Import von Palmöl aus Übersee gedeckt werden, für dessen Herstellung große Urwaldflächen gerodet werden müssten.

Heutige Bioethanolanlagen benötigen große Energiemengen für den Destillationsprozess. Vergleichsweise hohe Ausbeuten sind aktuell nur mit Zuckerrohr zu realisieren. Denn obwohl die USA nahezu gleich viel Bioethanol produzieren wie Brasilien, benötigen sie hierfür eine um ein Drittel größere Ackerfläche, da der verwendete Rohstoff Mais mit 2.000 Litern pro Hektar nur etwa ein Drittel der Ethanolausbeute von Zuckerrohr ermöglicht [Von Felde, 2008].

Die genannten Nachteile verdeutlichen die Notwendigkeit der Entwicklung neuer Verfahren bzw. Biokraftstoffe. Neben der genannten Zielsetzung, die ganze Pflanze zu verwenden, um den Flächenbedarf zu reduzieren und die Konkurrenzsituation mit der Nahrungsmittelindustrie zu vermeiden, wäre zudem die Verarbeitung eines breiteren Biomassespektrums wünschenswert, so dass Biokraftstoffe unabhängiger von den klimatischen Gegebenheiten produziert werden könnten und so die Im- und Exporte von Biomasse oder Biokraftstoffen über weite Entfernungen minimierbar wären. Diese und weitere Vorteile bieten die sich in Entwicklung befindlichen Verfahren zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation, welche im nachfolgenden Abschnitt vorgestellt werden.

#### **2.4. Biokraftstoffe der 2. Generation**

Biokraftstoffe der zweiten Generation werden mit Hilfe fortgeschrittener technischer Prozesse aus lignozellulosehaltigem Biomasse-Rohmaterial gewonnen. Lignozellulosehaltige Rohstoffe schließen Grünabfälle und beispielsweise Reststoffe aus Holz oder Stroh ein, die nicht im Wettbewerb mit der Lebensmittelherstellung stehen. Grundsätzlich können dabei die ganze Pflanze genutzt und somit höhere Erträge erreicht werden.

Zu den Biokraftstoffen der zweiten Generation, deren Herstellungsprozesse in Kapitel 3 beschrieben werden, gehören insbesondere die BtL-Kraftstoffe aus der Fischer-Tropsch-Synthese, die in dieser Arbeit durch eine techno-ökonomische und ökologische Bewertung in den Kapiteln 4 bis 7 untersucht werden.

#### **2.5. Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Biokraftstoffen**

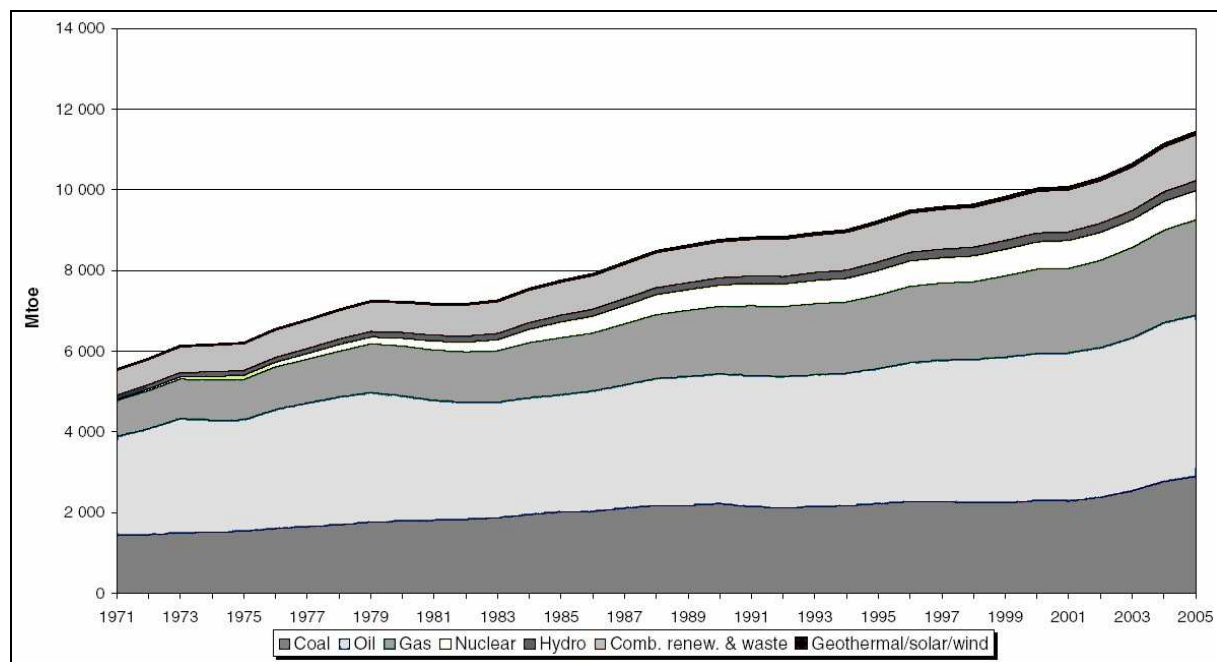
Die fortschreitende Verknappung der fossilen Energieressourcen und die durch den steigenden Energieverbrauch größer werdenden Umweltbelastungen haben in den letzten Jahren zu einem Umdenken in der Energiepolitik vieler Länder geführt. Insbesondere der Transportsektor ist sehr abhängig von Erdöl, wobei dessen Verbrauch in den nächsten Jahren noch steigen wird. Um diese Abhängigkeit zu minimieren und dabei die Treibhausgasemissionen zu senken wird die Kraftstoffherzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen auf EU-Ebene politisch vorangetrieben. In Folge haben vor allem die Biokraftstoffe der ersten Generation in den letzten Jahren sehr schnell an Bedeutung gewonnen (vergleiche hierzu auch Abschnitt 2.3)

### 2.5.1. Erdölabhängigkeit des Transportsektors

Die weltweite Energienachfrage hat sich seit 1970 quasi verdoppelt und wird laut Expertenmeinung der *International Energy Agentur (IEA)* weiter ansteigen [IEA, 07]. Insbesondere der Erdölverbrauch steigt immer rasanter an. Mögliche Verknappungen bei der Versorgung mit Erdöl hätten folgenschwere Konsequenzen für den Transportsektor, der nach wie vor nahezu vollständig von Öl abhängig ist. Das folgende Kapitel beschäftigt sich daher mit der Entwicklung der weltweiten Energienachfrage sowie der Produktion, dem Verbrauch und der Preisentwicklung von Erdöl.

#### 2.5.1.1. Entwicklung der weltweiten Energienachfrage

Im Folgenden soll auf die bisherige sowie die erwartete zukünftige Entwicklung des weltweiten Primärenergieverbrauchs und seine Zusammensetzung eingegangen werden.



**Abbildung 2.7: Entwicklung des Verbrauchs der Energieträger am weltweiten Primärenergiebedarf von 1971 bis 2005 [IEA, 07]**

Abbildung 2.7 zeigt die Entwicklung des Verbrauchs der verschiedenen Energieträger am weltweiten Primärenergiebedarf zwischen den Jahren 1971 und 2005. Der gesamte weltweite Primärenergieverbrauch hat sich durch einen Anstieg von 5.700 Mtoe<sup>16</sup> auf 11.000 Mtoe seit 1971 fast verdoppelt. Dabei ist Öl nach wie vor der am meisten verbrauchte Energieträger. Der absolute Verbrauch ist von etwa 2.500 Mtoe auf 3.900 Mtoe angestiegen und wird auch in Zukunft eine steigende Tendenz aufweisen. Bezüglich der anderen Energieträger stellt sich die Situation ähnlich dar. Der Anteil von Erdgas ist von 16 % auf 21 % angewachsen; der Anteil

<sup>16</sup> Millionen Tonnen Öl-Äquivalente (Englisch: Million tons of oil equivalent, Mtoe).

von Kohle stagniert bei ca. 25 %. Auch Kernenergie gewinnt durch einen Anstieg des Anteils von 1 % auf 6 % immer mehr an Bedeutung<sup>17</sup>. Ebenfalls nicht zu vernachlässigen ist Biomasse, welche im Jahr 2005 bereits 10 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs ausmacht. Insbesondere in den Entwicklungsländern ist Biomasse mit einem Anteil von etwa 20 % am gesamten Primärenergieverbrauch von großer Bedeutung. Der Beitrag anderer erneuerbarer Energien wie Wind, Solarenergie oder Geothermie spielt derzeit mit insgesamt 0,5 % weltweit nur eine untergeordnete Rolle [IEA, 2007].

Im Jahr 2005 machte der Transportsektor etwa 60 % des weltweiten Ölverbrauchs aus (vergleiche 1971: 45 %). Der Anteil von Öl an der globalen Endenergienachfrage im Transportsektor lag über den betrachteten Zeitraum konstant bei 95 % [IEA, 2007].

Die IEA hat zwei Weltenergieszenarien mit einem Zeithorizont bis zum Jahre 2030 entwickelt. Tabelle 2.1 zeigt die Situation für das Jahr 2030 für das Referenzszenario, bei welchem die aktuelle Klimaschutzpolitik und die wirtschaftliche Entwicklung fortgeführt werden, und für das sogenannte *Alternative Policy Scenario*, welchem ein verstärkter Klimaschutz<sup>18</sup> zugrunde liegt [IEA, 2007].

**Tabelle 2.1: Struktur des Weltprimärenergieverbrauchs 1971, 2005 und 2030 [IEA, 2007]**

	1971	2005	2030 Referenz	2030 Alternativ
Kohle [%]	24,4	25,3	26	22,8
Öl [%]	46,2	35	32,6	32,2
Erdgas [%]	16	20,7	22,6	21,9
Nuklear [%]	0,9	6,3	5	6,9
Wasser [%]	1,8	2,2	2,4	2,7
Biomasse und Müll [%]	10,6	10,0	9,7	11,2
Andere erneuerbare Energieträger [%]	0,1	0,5	1,7	2,3
<b>Gesamt [Mtoe]</b>	<b>6.128</b>	<b>11.435</b>	<b>17.100</b>	<b>15.400</b>

Beide Szenarien zeigen einen Anstieg des Weltenergiebedarfs in den kommenden Jahrzehnten, wobei dieser im *Referenzszenario* ca. 50 % und im *Alternativszenario* dagegen nur 35 % betragen wird. Diese Steigerung erklärt sich durch das anhaltende Wachstum der Weltbevölkerung, einem angenommenen weltweiten Wirtschaftswachstum bis 2030 von 3 % pro Jahr sowie dem damit verbundenen Anstieg des

<sup>17</sup> Nach der ersten Energiekrise 1973/74 wurden zahlreiche Atomkraftwerke gebaut.

<sup>18</sup> Eine betrachtete Maßnahme ist z.B. die Effizienzsteigerung in der Energieerzeugung.

Energiebedarfs hauptsächlich in sich entwickelnden Schwellenländern wie China, Indien oder Brasilien.

Im Jahr 2030 werden den Schätzungen zufolge ca. 80 % des weltweiten Primärenergieverbrauches mit fossilen Energieträgern gedeckt. Obwohl der Anteil an Erdöl in beiden Szenarien von 35 % auf ca. 32 % zurückgeht, wird Erdöl auch zukünftig der am meisten genutzte Energieträger sein. Im Zuge des Anstiegs des Weltenergiebedarfs um ca. 50 % wird demzufolge auch der Erdölverbrauch in der gleicher Größenordnung zunehmen.

Der Anteil von Kohle bezogen auf den Weltprimärenergieverbrauch nimmt im Falle des Referenzszenarios zwar nur geringfügig zu, absolut betrachtet entspricht dies jedoch einer Erhöhung von 50 % im Vergleich zu 2005. Bei einer Umsetzung der vorausgesagten Klimaschutzpolitik des *Alternative Policy Scenario* könnte der Anteil von Kohle jedoch von 25 % auf 23 % zurückgehen und gleichzeitig der Gesamtprimärenergieverbrauch in geringerem Maße zunehmen.

Während die Bedeutung von Erdgas ebenfalls geringfügig zunehmen wird, geht der Anteil der Kernenergie im *Referenzszenario* leicht zurück. Der Anteil von erneuerbaren Energie wird steigen, insbesondere in den Entwicklungsländern.

Im Jahr 2030 werden weiterhin 60 % des Erdöls durch den Transport verbraucht [IEA, 2007].

#### 2.5.1.2. Erdölproduktion und -verbrauch im Jahr 2006

Wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt, ist Erdöl mit einem Anteil von ca. 35 % am Primärenergieverbrauch der weltweit wichtigste Energieträger. 2006 erreichte der Erdölverbrauch mit 3,9 Milliarden Tonnen einen historischen Höchstwert, wobei 2,3 Milliarden Tonnen davon allein auf die OECD-Staaten entfielen.

Tabelle 2.2 zeigt die zehn größten Produzenten und Verbraucher von Rohöl bzw. Erdölprodukten im Jahr 2006.



Tabelle 2.2: Erdölproduktion<sup>19</sup> und Mineralölverbrauch 2006 weltweit<sup>20</sup> [BP, 2007]

Erdölproduktion		Mineralölverbrauch	
Land	[%]	Land	[%]
Saudi Arabien	13,30	USA	24,60
Russland	11,96	China	8,90
USA	8,41	Japan	6,17
Iran	5,32	Russland	3,27
Mexiko	4,51	Deutschland	3,13
China	4,51	Indien	3,08
Kanada	3,85	Südkorea	2,76
Venezuela	3,46	Kanada	2,65
Arabische Emirate	3,63	Frankreich	2,33
Norwegen	3,40	Italien	2,14
<b>Summe</b>	<b>63,3</b>	<b>Summe</b>	<b>59,03</b>
Anteil OPEC	41	Anteil EU25	17
<b>Welt [10<sup>3</sup> Barrel/Tag]</b>	<b>81.663</b>	<b>Welt [10<sup>3</sup> barrel/Tag]</b>	<b>83.719</b>

Die wichtigsten Erdölproduktionsländer sind Saudi Arabien, Russland und die USA; insgesamt sind die zehn Länder mit der höchsten Produktion für mehr als 60 % der Weltproduktion verantwortlich. Die OPEC<sup>21</sup> - Mitgliedstaaten fördern etwa 40 % der weltweiten Erdölproduktion und verfügen über drei Viertel der weltweiten Erdölreserven. Der Großteil der Erdölproduktion konzentriert sich somit auf wenige Regionen.

Gebiete mit besonders starkem Erdölverbrauch sind Asien, Nordamerika und Europa. Ein Viertel des weltweiten Verbrauchs entfielen im Jahr 2006 auf die USA, gefolgt von China, Japan und Russland. Insbesondere die Verbrauchszahlen in China und Indien haben sich in der letzten Dekade mehr als verdoppelt. Deutschland gehört ebenfalls zu den fünf größten Mineralölverbrauchsländern.

<sup>19</sup> Erdölproduktion inklusive *Natural Gas Liquid* (vergleiche Abschnitt 2.5.2) sowie für Kanada und Venezuela einschließlich Bitumen- bzw. Schwerstölproduktion.

<sup>20</sup> Unterschiede zwischen Produktion und Verbrauch erklären sich mit der Schwankung der Erdölreserven, der Berücksichtigung von Bioethanol und Biodieselvebrauch und die Ungenauigkeit der Datenerfassung.

<sup>21</sup> OPEC: *Organization of the Petroleum Exporting Countries*.

### 2.5.1.3. Entwicklung des Erdölpreises

Der Rohölpreis ist in den letzten fünf Jahren stark gestiegen und hat im Januar 2008 einen Barrelnpreis von 100 \$ erreicht. Abbildung 2.8 zeigt die Entwicklung des Rohölpreises von 1960 bis 2007.

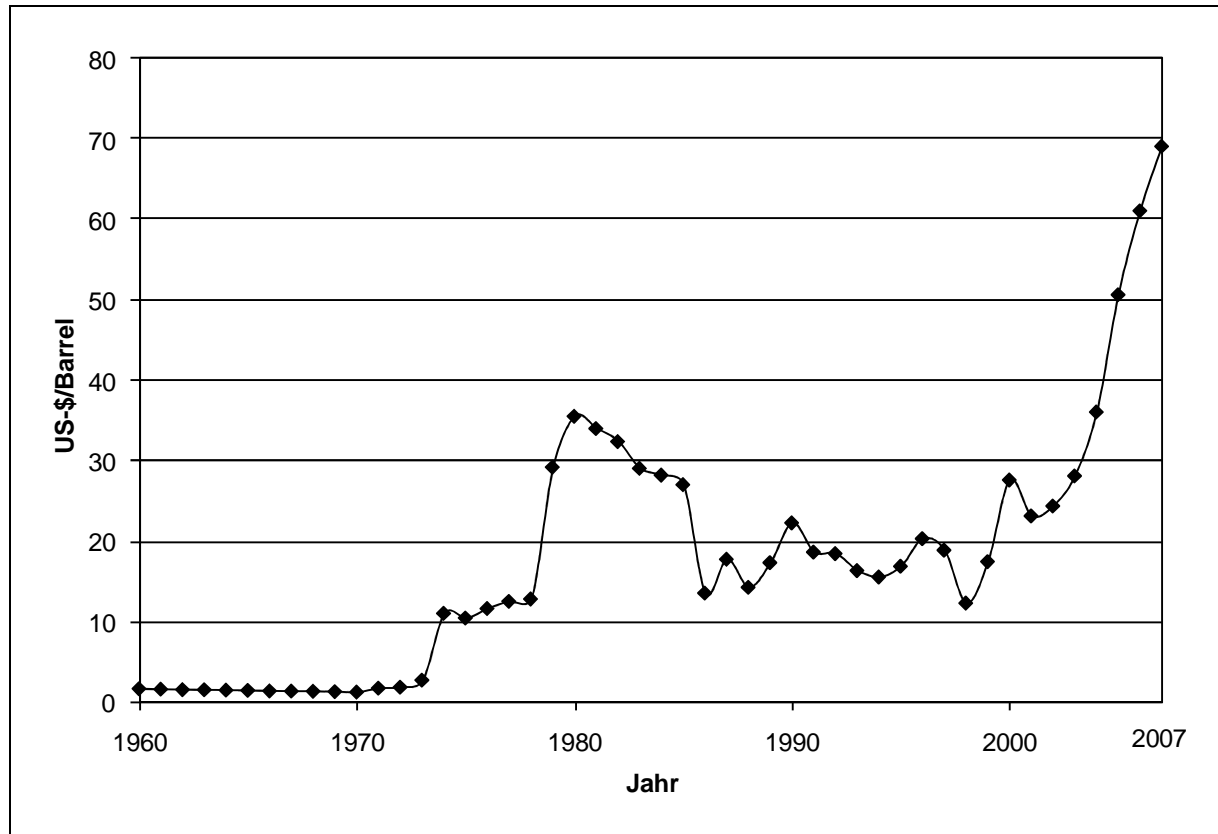


Abbildung 2.8: Rohölpreisentwicklung von 1960 bis 2007 (Jahresdurchschnitt) [MWV, 2007]

Die erste Erdölkrise begann im Jahr 1973, nachdem die OPEC-Länder bewusst die Fördermenge drosselten. Als Konsequenz dieses „Ölembargos“ sind die Preise von 3 \$ pro Barrel auf über 12 \$ pro Barrel gestiegen. Im Jahre 1979 ereignete sich aufgrund der politischen Instabilität im Iran, einem der großen Förderländer, und dem Angriff des Irak auf den Iran eine zweite Erdölkrise. Der Barrelnpreis erreichte ein Maximum von 38 \$. Am Ende des 20. Jahrhunderts lag der Preis dann wieder um 20 \$ pro Barrel. Seit dem steigt der durchschnittliche Rohölpreis regelmäßig, so dass in April 2008 ein Rekord von ca. 120 Dollar pro Barrel<sup>22</sup> erreicht wurde. Verschiedene Gründe können diese Steigerung erklären: die unsichere politische Lage in vielen Förderländern, der schwache Dollarkurs sowie Spekulationen an den Märkten.

Für große Mineralölimportländer wie Deutschland steigen somit die Energiekosten kontinuierlich an. Biokraftstoffe sind dabei geeignet, die Abhängigkeit von Erdölimporten zu vermindern. Neben Biokraftstoffen stellen Kraftstoffe aus anderen fossilen Energieträgern ebenfalls eine Alternative zu konventionellen Kraftstoffen dar. Daher werden diese im nächsten Abschnitt kurz vorgestellt.

<sup>22</sup> Preis für US-Leichtöl West Texas Intermediate in New York.

### 2.5.2. Bedeutung von Kraftstoffen aus alternativen fossilen Energieträgern

Alternative Kraftstoffe aus fossilen Energieträgern sind insbesondere *Compressed Natural Gas*- (CNG), *Gas to Liquids*- (GtL) und *Coal to Liquids*- (CtL) Kraftstoffe. Für diese drei Kraftstoffe werden im Folgenden die wesentlichen Charakteristika sowie die jeweiligen Vor- und Nachteile gegenüber konventionellem Kraftstoff vorgestellt.

#### 2.5.2.1. CNG-Kraftstoff

CNG-Kraftstoff (Compressed Natural Gas) ist ein hoch verdichteter Kraftstoff aus Erdgas. Das Erdgas wird bei einem Druck von 200 bar komprimiert und dabei auf ein Zweihundertstel seines Volumens reduziert.

Argentinien und Brasilien sind mit jeweils mehr als einer Million die Länder mit der höchsten Anzahl von CNG-Fahrzeugen. In Deutschland ist CNG-Kraftstoff zwar seit den 1990er Jahren verfügbar, aber auch im Jahre 2006 lag der Bestand an Erdgasfahrzeugen unter 55.000. Um die Entwicklung dieses Bereichs zu fördern, hat die Bundesregierung eine geringere Kraftstoffsteuer von neun Cent pro Liter bis 2018 festgelegt. In Folge lag der Kraftstoffpreis im Jahr 2007 ca. 35 % unter dem von Dieselmotorkraftstoff bzw. ca. 50 % unter dem von Ottomotorkraftstoff [Wildt, 2007].

#### 2.5.2.2. GtL-Kraftstoff

GtL-Kraftstoff (Gas to Liquids) ist ein Kraftstoff, der aus Erdgas hergestellt wird. Die einzelnen Verfahrensschritte (Gasreinigung und -konditionierung, Synthese sowie Endproduktaufbereitung)<sup>23</sup> entsprechen der Herstellung von BtL-Kraftstoff und werden im Kapitel 3 vorgestellt. GtL-Kraftstoff kann ohne Modifikationen am Motor verwendet werden.

1993 hat Shell die erste kommerzielle GtL-Produktionsanlage der Welt in Bintulu, Malaysia in Betrieb genommen. 2003 erreichte diese Anlage eine Produktionskapazität von 14.700 Barrel GtL pro Tag. In Qatar, wo die Erdgasvorkommen sehr groß sind, wird Shell Ende 2009 eine Anlage, deren Kapazität die von Bintulu um das zehnfache übersteigt, in Betrieb nehmen [Volkswagen, 2005]. Neben Shell investieren auch andere Mineralölgesellschaften, wie z.B. Sasol aus Südafrika, in GtL-Anlagen.

#### 2.5.2.3. CtL-Kraftstoff

CtL-Kraftstoff (Coal to Liquids) wird ebenfalls in Analogie zur in Kapitel 3 beschriebenen Prozesskette zur Produktion von BtL-Kraftstoffen aus Kohle hergestellt. Anlagen zur Herstellung von CtL-Kraftstoffen werden unter anderem in Südafrika und Malaysia betrieben. Wesentlicher Treiber für die Nutzung der großen

---

<sup>23</sup> Das Synthesegas wird durch Dampfreformierung hergestellt.

Kohlevorräte zur Kraftstoffproduktion in Südafrika war das aufgrund der Apartheid-Politik durch die OPEC-Länder verhängte Erdölembargo. Dazu wurde die South African Synthetic Oil Ltd. (Sasol) gegründet, die heute drei Anlagen zur Herstellung von CtL-Kraftstoffen in Sasolburg und Secunda (Südafrika) betreibt und damit 175.000 Barrel Ölprodukte (Benzin und Chemikalien) pro Tag herstellt. Hierdurch werden 30 % des Treibstoffverbrauchs in Südafrika gedeckt [SASOL, 2005]. Auch China verfügt über große Kohlevorkommen und plant den Bau von mehreren Anlagen.

CtL- Kraftstoff kann ebenso ohne Modifikationen am Motor verwendet werden.

#### 2.5.2.4. Konkurrenzfähigkeit von Kraftstoffen aus alternativen fossilen Energieträgern

Die in den vorangegangenen Abschnitten vorgestellten Kraftstoffe aus fossilen Energieträgern stellen eine Alternative zu Erdölkraftstoffen dar. Jedoch ist auch ihre Verfügbarkeit durch die Endlichkeit der Ressourcen fossiler Energieträger begrenzt.

Betrachtet man die Treibhausgasemissionen während der Kraftstoffbereitstellung und -nutzung („Well to Wheel“-Analyse), weisen CNG-Kraftstoffe geringe Vorteile verglichen mit konventionellem Dieselmotorkraftstoff auf. Die Emissionen für GtL- und CtL-Kraftstoffe sind dagegen etwas höher als bei konventionellem Dieselmotorkraftstoff [WTW, 2006]. Somit leisten Kraftstoffe aus alternativen fossilen Energieträgern keinen Beitrag zur deutlichen Reduktion von Treibhausgasemissionen.

Im Vergleich dazu sind Biokraftstoffe dagegen sehr gut geeignet, um die Klimaschutzziele im Zusammenhang mit der Reduktion von Treibhausgasemissionen zu erreichen. Bei ihrer Verbrennung wird lediglich die Menge an CO<sub>2</sub> freigesetzt, wie während des Wachstums des jeweils verwendeten pflanzlichen Rohstoffs gebunden wurde. Allerdings sind auch die bei der Herstellung von Biokraftstoffen freigesetzten Treibhausgase sowie weitere ökologische Wirkungskategorien zu berücksichtigen. Eine umfassende ökologische Analyse wird in Rahmen der vorliegenden Arbeit in Kapitel 6 durchgeführt.

#### 2.5.3. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Der Transportsektor ist einer der größten Verursacher von Treibhausgasemissionen. CO<sub>2</sub> steht dabei an erster Stelle. So wurden im Jahr 2000 23 % des weltweiten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durch den Transportsektor verursacht.

Im Referenzszenario<sup>24</sup> der IEA werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesektors von 23 Gt im Jahr 2000 auf 27 Gt im Jahr 2010 steigen und in 2030 schließlich 38 Gt erreichen. Vor allem in den Entwicklungsländern stellen der Transport- und Energiesektor die Hauptemittenten dar. Allein durch den Einfluss dieser Sektoren wird voraussichtlich zwischen 2000 und 2030 eine Steigerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

---

<sup>24</sup> Vergleiche Abschnitt 2.5.1.1.

um ca. 65 % hervorgerufen werden. Dabei wird sich der Anteil des Transportsektors an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 25 % und der des Energiesektors von 42 % im Jahre 2000 auf 46 % erhöhen [IEA, 2004]. Vergleiche hierzu auch Abbildung 2.9.

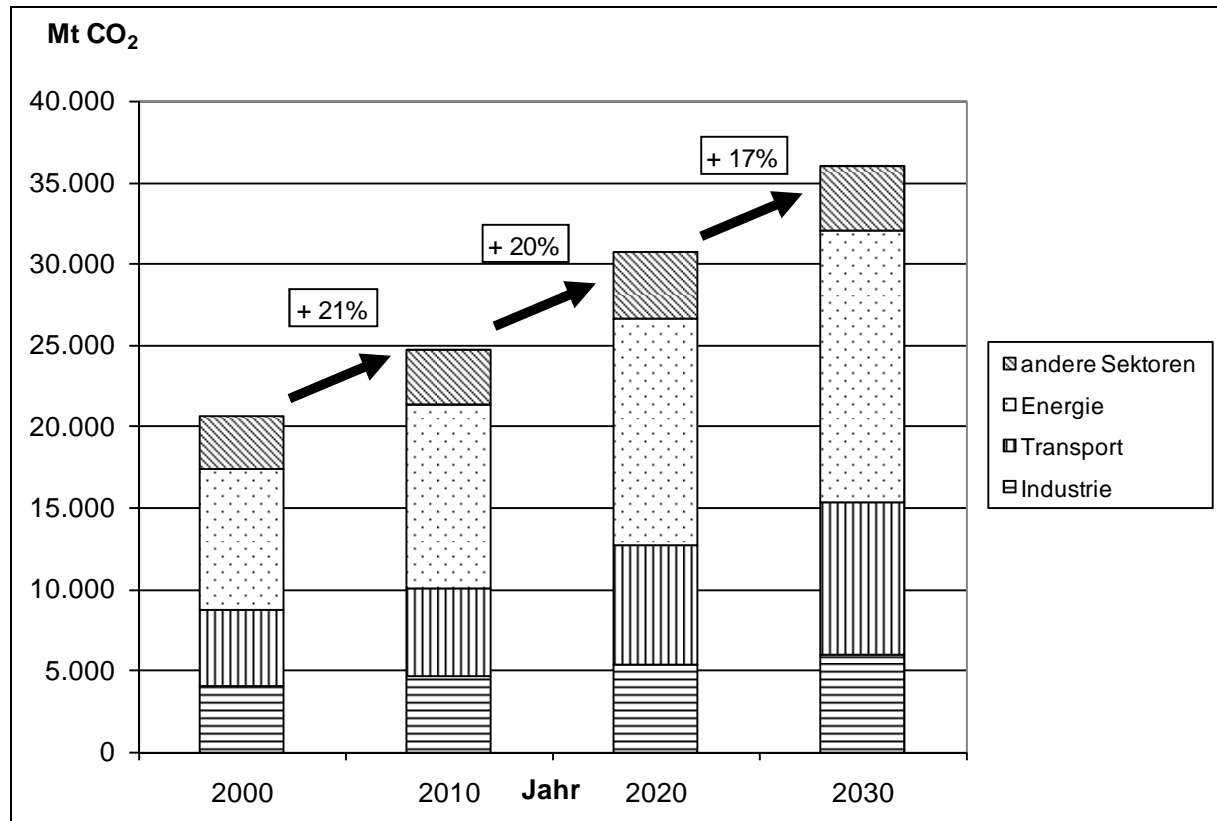


Abbildung 2.9: CO<sub>2</sub> Emissionen pro Sektor (in Mt) [IEA, 2004]

Im Jahr 1997 wurde das Kyoto-Abkommen zur Ausgestaltung der Klimarahmenkonvention (UNFCCC<sup>25</sup>) der Vereinten Nationen mit dem Ziel entwickelt, die Treibhausgasemissionen in den Ländern, die das Protokoll ratifiziert haben, zu vermindern. Das Abkommen sieht vor, den jährlichen Treibhausgas-Ausstoß der Industrieländer im Zeitraum 2008 - 2012 um durchschnittlich 5,2 % gegenüber 1990 zu reduzieren.

Obwohl die Treibhausgasemissionen in anderen Sektoren, wie beispielsweise der Landwirtschaft, sich auf EU-Ebene verringert haben, sind die Treibhausgasemissionen für den Transportsektor jedoch zwischen 1990 und 2004 um 25 % gestiegen [EEA, 2006]. Da insbesondere das im Jahr 1995 von den EU-Staats- und Regierungschefs formulierte Ziel, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß neuer PKW auf 120 g/km im Jahre 2012 zu reduzieren<sup>26</sup>, vor dem Hintergrund einer Reduktion von 186 g CO<sub>2</sub>/km im Jahr 1995 auf lediglich 163 g CO<sub>2</sub>/km im Jahr 2004, nicht mehr erreichbar erschien, sind nun verbindliche gesetzliche Regelungen vorgesehen.

<sup>25</sup> United Nations Framework Convention on Climate Change.

<sup>26</sup> Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß hängt vom Kraftstoffverbrauch und -typ ab. 120 g/km entsprechen einem Kraftstoffverbrauch von 4,5 Litern pro 100 Kilometer bei Dieselmotoren und fünf Liter pro 100 Kilometer bei Benzinmotoren.

Demnach muss die europäische Automobilindustrie den CO<sub>2</sub>-Ausstoß neuer PKWs bis 2008 auf 140 g/km senken und bis 2012 muss ein Durchschnittswert von 120 g/km erreicht werden. Dafür sind Verbesserungen bei der Fahrzeugtechnologie und zusätzliche Maßnahmen wie Effizienzverbesserung von Klimaanlage oder Reifen notwendig [KOM, 2007].

Auf der anderen Seite steht die Zunahme des Straßenverkehrs der Reduzierung von Treibhausgasemissionen entgegen [EEA, 2006]. Hier erscheinen vor allem auch die Entwicklung und der Einsatz von Biokraftstoffen ein vielversprechender Weg, um den ansteigenden Treibhausgasemissionen entgegen zu wirken.

#### 2.5.4. Politische Rahmenbedingungen der Nutzung von Biomasse in der EU

Um die Treibhausgasemissionen des Verkehrs zu reduzieren und die Versorgungssicherheit zu erhöhen, hat die Europäische Union einen „Gemeinsamen Rahmen zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen“ entwickelt. Im Zuge einer nachhaltigen Entwicklung in Europa hat die Kommission einen Aktionsplan vorgeschlagen, mit dem der Anteil der Biokraftstoffe im Kraftstoffmarkt erhöht werden soll. Der Aktionsplan beinhaltet verschiedene Richtlinien, welche die Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet, Rechtsvorschriften zu erlassen und die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, damit ab 2005 ein Mindestanteil der in ihrem Hoheitsgebiet verkauften Kraftstoffe auf Biokraftstoffe entfällt. Die sogenannte *Biokraftstoffrichtlinie* und *Energiesteuerrichtlinie*, die in der EU die Entwicklung und den Einsatz von Biokraftstoffen fördern, aber auch die EU-Agrarpolitik, die den Anbau von Energiepflanzen unterstützt, werden in den folgenden Unterabschnitten genauer beschrieben.

##### 2.5.4.1. Richtlinie 2003/ 30/ EG: „Biokraftstoffrichtlinie“

In der *Richtlinie 2003/ 30/ EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor* sind folgende Ziele definiert:

- 2 % (bezogen auf den Energiegehalt) aller Otto- und Dieselmotorkraftstoffe sollen bis zum 31. Dezember 2005 Biokraftstoffe sein,
- 5,75 % (bezogen auf den Energiegehalt) aller Otto- und Dieselmotorkraftstoffe sollen bis zum 31. Dezember 2010 Biokraftstoffe sein.

Die Richtlinie definiert darüber hinaus, welche Kraftstoffe in den Bereich der Biokraftstoffe fallen (vergleiche Kapitel 2.1). Biokraftstoffe können als reine Biokraftstoffe, als beigemischte Biokraftstoffe oder als Flüssigkeiten, die Derivate von Biokraftstoffen sind, vorliegen.

Die Mitgliedstaaten haben gemäß der Richtlinie verschiedene Pflichten. So muss der Kommission bis zum 1. Juli eines jeden Jahres ein Bericht über die Maßnahmen, die ergriffen wurden, um die Verwendung von Biokraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen zu fördern, vorgelegt werden. Darüber hinaus ist auch über die innerstaatlichen Ressourcen, welche für die Erzeugung von Biomasse, die für andere Energieverwendungen als den Verkehrssektor bereitgestellt werden und über die

Gesamt mengen an Kraftstoffen für den Verkehrssektor, die im Vorjahr verkauft wurden, zu berichten. Die Mitgliedstaaten müssen weiterhin nationale Zielwerte festlegen. Abweichungen von den Referenzwerten sind möglich, müssen aber objektiv begründet werden. [Richtlinie 2003/30/EG]

#### 2.5.4.2. Richtlinie 2003/ 96/ EG: „Energiesteuerrichtlinie“

Die Energiesteuerrichtlinie regelt die Besteuerung von Energieerzeugnissen in der EU. Insbesondere schlägt der Artikel 16 der Richtlinie vor, dass biogene Komponenten in Kraftstoffen und biogene Reinkraftstoffe mit einer reduzierten Mineralölsteuer belegt oder gänzlich von der Mineralölsteuer frei gestellt werden können. Die Verbrauchsteuersätze müssen sich an die aktuelle Marktsituation der Rohstoffpreise anpassen. [Richtlinie 2003/ 96/ EG]

#### 2.5.4.3. Normierte Qualitätsanforderungen an Biokraftstoffe

Biokraftstoffe müssen den Qualitätsanforderungen verschiedener Normen genügen. Bioethanol gilt dabei nur als Biokraftstoff, wenn dessen Eigenschaften mindestens den Anforderungen der Norm DIN EN 15376 entsprechen, d.h. zum Beispiel einen Wassergehalt von maximal 0,3 % m/m<sup>27</sup> oder einen Methanolgehalt von maximal 1,0 % m/m aufweisen. Gemäß DIN EN 228 kann Bioethanol bis zu 5 Vol.-% Ethanol zugesetzt werden. Für Ethyltertiärether beträgt der Beimischungsanteil maximal 15 Vol.-%.

Pflanzenöl gilt nur dann als Biokraftstoff, wenn seine Eigenschaften mindestens den Anforderungen der Vornorm DIN V 51605 entsprechen.

Die Eigenschaften von Biodiesel sind in der Norm DIN EN 14214 festgelegt. Tabelle 2.3 zeigt eine Auswahl an Parametern, die für Biodiesel vorgeschrieben sind, damit dieser als Biokraftstoff bezeichnet werden darf.

**Tabelle 2.3: Parameter laut DIN EN 14214 für Biodiesel (Auswahl) [UFOP, 07]**

Parameter	Wert
Dichte bei 15°C	860-900 kg/m <sup>3</sup>
Schwefelgehalt	≤ 10 mg/kg
Wassergehalt	≤ 500 mg/kg
Monoglyceride	≤ 0,8 % (m/m)
Diglyceride	≤ 0,2 % (m/m)

Laut DIN EN 590 können Biodieselskraftstoffen bis zu 5 Vol.-% zu Diesel zugesetzt werden.

<sup>27</sup> % m/m: Massenprozent

#### 2.5.4.4. EU - Agrarpolitik

Im Jahr 1992 wurde eine umfassende Reform der Agrarpolitik (GAP<sup>28</sup>) der EG beschlossen. Ein wichtiges Ziel ist dabei die Einschränkung der Überschussproduktion. Um die Produktionsmengen zu reduzieren, werden Flächenstilllegungen gefördert. Dabei können Prämien nur dann in Anspruch genommen werden, wenn Betriebe mit einer Gesamtfläche über 15 ha mindestens 15 % ihrer Flächen stilllegen. Auf diesen stillgelegten Flächen ist es allerdings erlaubt, nichtfütternde Produkte, wie z.B. nachwachsende Rohstoffe anzubauen, was für die weitere Entwicklung von Biokraftstoffen vorteilhaft ist.

Die im Juni 2003 beschlossene Agrarreform fördert den Anbau von Energiepflanzen in der EU. Damit sollte auch ein Beitrag zum Erreichen der Ziele aus der EU-Biokraftstoffrichtlinie<sup>29</sup> geleistet werden. Ab dem Anbaujahr 2004 wurde eine Prämie von 45 €/ha bis zu einer Anbauhöchstfläche von zunächst 1,5 Mio. ha und ab dem Jahre 2006 von 2 Mio. ha für die EU15 gewährt. Diese Energiepflanzenprämie kann dabei nur für nicht stillgelegte Flächen in Anspruch genommen werden [Verordnung 1782/2003]. Hintergrund für die Einführung von Energiepflanzenprämien war weiterhin die Verbesserung der Einkommenssituation für die Landwirtschaft und einen Beitrag zur Beschäftigungssicherung zu leisten.

#### 2.5.4.5. Stand der Biokraftstoffentwicklung in der EU im Jahre 2005

Trotz der Förderungspolitik der EU haben lediglich Deutschland (3,8 %) und Schweden (2,2 %) den Referenzwert von 2005<sup>30</sup> erreicht. Der Anteil der Biokraftstoffe am Kraftstoffverbrauch in der EU machte Ende 2005 insgesamt nur 1 % aus.

Die EU-Kommission hat im Januar 2007 Vorschläge zur längerfristigen Förderung von Biokraftstoffen gemacht. Kern dieser Vorschläge ist die Festlegung eines bis zum Jahr 2020 zu erreichenden verbindlichen Mindestzieles (energetischen) Anteils von 10 % am Kraftstoffmarkt. Zur konkreten Umsetzung dieses Ziels wurde von der EU-Kommission am 23.01.2008 ein Richtlinienvorschlag zur Förderung der Energie aus erneuerbaren Quellen vorgelegt [KOM. 08]. Der Vorschlag wurde am 28.01.2008 dem Europäischen Parlament und dem Rat zugeleitet und durchläuft nun das weitere Gesetzgebungsverfahren, das spätestens bis Anfang 2009 abgeschlossen werden soll.

---

<sup>28</sup> Gemeinsame Agrarpolitik der EU.

<sup>29</sup> Vergleiche hierzu Abschnitt 2.5.4.1.

<sup>30</sup> 2 % aller Otto- und Dieselmotoren sollen Biokraftstoffe sein.



### 2.5.5. Politische Rahmenbedingungen der Nutzung von Biomasse in Deutschland

Grundlage für den im vorangegangenen Abschnitt erwähnten Erfolg bei der Erhöhung des Biokraftstoffanteils in Deutschland, war neben der frühzeitigen Umsetzung der beschriebenen EU-Richtlinie die Entwicklung einer Förderpolitik, die in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben werden soll.

#### 2.5.5.1. Mineralölsteuergesetz (MinöStG)

Das Mineralölsteuergesetz ist die Umsetzung der Richtlinie 2003/96/EG in nationales Recht. Es ist am 01.01.2004 in Kraft getreten und begünstigt Biokraft- und Bioheizstoffe steuerlich bis 31. Dezember 2009.

Die Steuerbegünstigung darf dabei die Mehrkosten im Zusammenhang mit der Biokraftstofferzeugung nicht überkompensieren. Im Falle einer Überkompensation ist im Gesetz eine Anpassung der Steuerbegünstigung entsprechend der Entwicklung der Rohstoffpreise vorgesehen.

#### 2.5.5.2. Energiesteuergesetz (EnergieStG)

Das Mineralölsteuergesetz ist im Jahr 2006 durch das zur Umsetzung der EU-Energiesteuerrichtlinie beschlossene Energiesteuergesetz ersetzt worden. Das Energiesteuergesetz ist am 01.08.2006 in Kraft getreten. Gemäß diesem Gesetz soll eine stufenweise Erhöhung der Steuerbelastung für Biodiesel und reinen Pflanzenölkraftstoff erfolgen. Tabelle 2.4 zeigt die jährliche Besteuerung von Biodiesel und Pflanzenöl (ermäßigte Steuersätze) von August 2006 bis 2012 [EnergieStG, 06].

**Tabelle 2.4: Besteuerung von Biodiesel und Pflanzenöl gemäß dem Energiesteuergesetz [EnergieStG, 06]**

Jahr	Biodiesel [ct/l]	Pflanzenöl [ct/l]
August 2006	9	0
2007	7,10	0
2008	13,40	8,15
2009	19,70	16,55
2010	26,00	24,95
2011	32,30	32,30
2012	44,90	44,90

Im Vergleich dazu betrug in 2007 der Energiesteuersatz für Diesel 47,04 Cent/Liter und für Benzin 65,45 Cent/Liter.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes gilt für Ethanol in Form von E85<sup>31</sup> eine Steuerbefreiung bis zum 31.12.2015. Auch die sogenannten Biokraftstoffe der zweiten Generation wie Fischer-Tropsch-Kraftstoffe oder Bioethanol aus Lignozellulose werden bis 2015 steuerlich befreit.

### 2.5.5.3. Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG)

Das zum 01.08.2006 in Kraft getretene Energiesteuergesetz wurde am 1. Januar 2007 mit der Einführung des so genannten Biokraftstoffquotengesetzes geändert. Dieses Gesetz fördert die Beimischung von Biokraftstoffquoten<sup>32</sup> sowohl im Otto- als auch im Dieselmotorkraftstoff, indem es die Mineralölwirtschaft ab Anfang 2007 verpflichtet, einen wachsenden Mindestanteil von Biokraftstoffen bezogen auf den jährlichen Absatz von Otto- oder Dieselmotorkraftstoffen beizumischen. Der Biokraftstoffanteil für Diesel soll ab 2007 mindestens 4,4 % betragen, für Benzin im Jahr 2007 1,2 % und auf mindestens 3,6 % im Jahr 2010 ansteigen. Außerdem wird eine Gesamtquote festgelegt, die 2009 mindestens 6,25 % und ab 2010 mindestens 6,75 % beträgt. Für die Jahre 2011 bis 2015 gibt es eine linear auf 8,0 % ansteigende Gesamtquotenpflicht [BioKraftQuG, 06]. Tabelle 2.5 beschreibt die Biokraftstoffquoten für Diesel und Benzin von 2007 bis 2015.

**Tabelle 2.5: Biokraftstoffquoten (energetisch) für Diesel und Benzin von 2007 bis 2015 gemäß dem Biokraftstoffquotengesetz**

Jahr	Gesamt-Quote	Diesel-Quote	Benzin-Quote
2007	-	4,40 %	1,20 %
2008	-		2,00 %
2009	6,25 %		2,80 %
2010	6,75 %		3,60 %
2011	7 %		
2012	7,25 %		
2013	7,50 %		
2014	7,75 %		
2015	8 %		

Bei Nichterfüllung der Mindestbeimischungsmengen sind Strafzahlungen von 60 Cent/Liter für Biodiesel bzw. 90 Cent/Liter für Bioethanol zu leisten. Die Biokraftstoffe der zweiten Generation bleiben mit diesem Gesetz bis 2015 steuerlich befreit.

<sup>31</sup> E85: Kraftstoff, der aus 85% Ethanol und 15% Benzin besteht.

<sup>32</sup> Die Quoten beziehen sich auf den Energiegehalt der Kraftstoffe.

## 2.6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

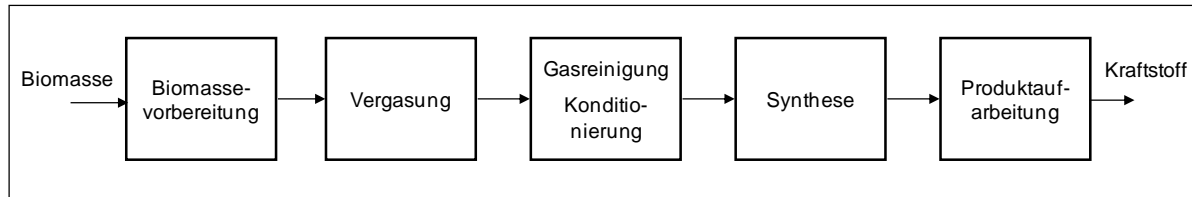
Der weltweite Energiebedarf wird in den kommenden Jahrzehnten weiter ansteigen. Dabei wird sich der Anteil des Transportsektors am gesamten Primärenergieverbrauch auf vergleichbarem Niveau (ca. 60 %) bewegen. Obwohl in Deutschland vor dem Hintergrund der schrumpfenden Bevölkerung und einer ambitionierten Umweltschutzpolitik ein gegenläufiger Trend zu beobachten ist, bleibt die Verringerung der Abhängigkeit von konventionellen Energieträgern eine zentrale Aufgabe. Die bisherige Reduktion des Benzinverbrauchs in Deutschland ist dabei in erster Linie auf effizientere Fahrzeuge und die Erhöhung des Anteils an Dieselfahrzeugen zurückzuführen.

Auf der anderen Seite wird zunehmend dahingehend geforscht, Alternativen zur Kraftstoffproduktion aus Erdöl zu entwickeln. Neben den ökonomischen und ökologischen Gründen hierfür, muss insbesondere auch beachtet werden, dass Deutschland in diesen wichtigen Technologien der Zukunft, Vorreiter sein und damit im internationalen Wettbewerb eine wichtige Stellung einnehmen kann. Bisherige Ansätze, z.B. die CtL-Kraftstoffe oder Biokraftstoffe der ersten Generation sind oft mit Nachteilen behaftet. Dabei wird einerseits entweder eine Abhängigkeit von fossilen Energieträgern nicht erreicht oder andererseits sind die Ansätze aus ökologischen oder ökonomischen Gründen nicht oder nur eingeschränkt umsetzbar.

Biokraftstoffe der zweiten Generation stellen derzeit einen vielversprechenden Ansatz dar. Zum einen kann durch die Nutzung ganzer Pflanzen ein hoher Wirkungsgrad erreicht werden. Andererseits birgt die Nutzung biogener Reststoffe, die nicht in unmittelbarer Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen, das Potenzial, nicht zu einem weiteren Anstieg der Nahrungsmittelpreise beizutragen. Im Rahmen dieser Arbeit soll deswegen ein Ansatz vorgestellt und exemplarisch angewendet werden, der es ermöglicht, die technischen Prozesse dieser sehr jungen Technologie adäquat abzubilden, um darauf basierend eine ökonomische und ökologische Analyse einer Prozesskette zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation durchzuführen und die Auswirkungen einer möglichen Realisierung in einem bestimmten Zielgebiet zu untersuchen. Zunächst werden hierzu im folgenden Kapitel der Stand der Technik und Forschung der Herstellung von BtL-Kraftstoffen aufgezeigt und darauf aufbauend in Kapitel 4 eine Prozesskette identifiziert, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit exemplarisch analysiert werden soll.

### 3. Verfahrensalternativen und –varianten zur BtL-Kraftstoffherstellung mit Aussicht auf eine großtechnische Realisierung

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Biokraftstoffherstellung in Deutschland aufgezeigt wurden, werden im vorliegenden Kapitel die technischen Prozessen der BtL-Kraftstoffproduktion dargestellt. Die Herstellung synthetischer Biokraftstoffe lässt sich dabei durch die Prozessstufen *Biomassevorbereitung*, *Vergasung*, *Gasreinigung* und *-konditionierung*, *Synthese* sowie *Endproduktaufbereitung* beschreiben (vergleiche Abbildung 3.1).



**Abbildung 3.1: Allgemeine Beschreibung des Systems zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen**

Grundsätzlich ist dabei eine Vielzahl von Verfahrensalternativen und –varianten möglich, allerdings sind nicht alle für eine großtechnische Realisierung von Anlagen zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen geeignet. Verschiedene Optionen für die einzelnen Prozessstufen werden in den folgenden Abschnitten beschrieben. Darauf aufbauend wird in Kapitel 4 ein Referenzverfahren ausgewählt, für welches mit der in dieser Arbeit entwickelten Methodik eine techno-ökonomische und ökologische Bewertung durchgeführt wird.

#### 3.1. Biomassevorbereitung

Nach der Biomasseernte steht die Biomassevorbereitung am Anfang der Prozesskette zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe. Die Hauptelemente dieses Schrittes sind dabei Biomasseaufbereitung, Lagerung und Trocknung.

##### 3.1.1. Biomasseaufbereitung

Mit der Aufbereitung der Biomasse wird eine für die Vergasung erforderliche Stückigkeit der Biomasse erreicht. Dafür werden Zerkleinerungsapparate wie Hacker (bei Baum- und Astteilen) bzw. Zerspaner und Schredder (bei Holzresten) eingesetzt [FNR, 2006b].

##### 3.1.2. Lagerung

Die Lagerung ist abhängig von den zu lagernden Einsatzstoffen. Stroh wird z.B. im Freien gelagert, für Waldrestholz sind wegen des großen Wassergehaltes eine Trocknung und damit eine überdachte Lagerung notwendig.

Die *Lagerung im Freien* hat den großen Vorteil, dass sie mit geringen Kosten verbunden ist. Stroh kann z.B. unter Folien auf dem Feld gelagert werden. Bei

optimalen Wetterbedingungen wird die Biomasse dabei auch getrocknet. Bei zu hoher Luftfeuchtigkeit bzw. bei Regen kann es dagegen zu einer Erhöhung des Wassergehaltes und bei einer zu langen Lagerung zu Substratabbau durch bakterielle Aktivität und Pilzwachstum kommen, was den Heizwert der Biomasse verringert [FNR, 2006b]. Es ist somit erforderlich, die Witterungsbedingungen und den Zustand der gelagerten Biomasse zu überwachen.

Ist dagegen eine *überdachte Lagerung* und somit z.B. der Bau einer Lagerhalle erforderlich, entstehen dafür höhere Kosten. Diese Art der Lagerung kann bei Brennstoffen mit einer geringen Feuchte mit einer Trocknung durch Selbsterhitzung einhergehen. Dabei ist eine ausreichende Lüftung zu gewährleisten [FNR, 2006b]. Für Waldrestholz sind dagegen eine zusätzliche technische Trocknung und damit aufwendigere Lagerhallen erforderlich. Die Hauptursache hierfür liegt im höheren Wassergehalt des Holzes (50 %) im Gegensatz zu Stroh (15 %).

### 3.1.3. Trocknung

Ziel der Trocknung ist die Senkung des Wassergehaltes der Biomasse vor dem Einsatz im Vergasungsprozess und damit auch im gewonnen Rohgas. Dabei wird der Energiegehalt des Brennstoffes erhöht [FNR, 2006b].

Für die Trocknung sind zwei unterschiedliche Verfahren möglich: Die *direkte* und die *indirekte Trocknung*. Bei der direkten Trocknung wird die erforderliche Trocknungswärme mit Brennern direkt im Trockner erzeugt. Die Rauchgase werden direkt eingesetzt, um die Biomasse zu trocknen. Großtechnisch werden direkt beheizte Trommel- oder Drehrohtrockner angewendet. Bei der indirekten Trocknung wird Wärme aus einer externen Quelle zugeführt. Es ist damit z.B. möglich, die überschüssige Abwärme von thermochemischen Anlagen zu verwenden [Leible et al., 2003].

## 3.2. Vergasung

Der Vergasungsprozess gliedert sich in vier Schritte: Trocknung, Pyrolyse, Reduktion und Oxidation. Für einen optimalen Verlauf der Vergasung ist eine Vorbehandlung der Biomasse, wie sie in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben ist, notwendig. Verschiedene Reaktoren sind einsetzbar, um ein *Vergasungsprodukt* zu erzeugen: Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromreaktoren.

### 3.2.1. Allgemeine Beschreibung des Vergasungsprozesses

Als Vergasung wird die Umwandlung eines Brennstoffes (Vergasungsstoff, z.B. Kohle, Erdgas, Biomasse) durch ein Vergasungsmittel (z.B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf oder Kohlenstoffdioxid) zur Herstellung von brennbaren Gasen (Vergasungsprodukt) durch partielle Oxidation ( $\lambda < 1^{33}$ ) bezeichnet. Das

---

<sup>33</sup>  $\lambda$  ist das Verhältnis zwischen zur Verfügung stehender Luftmasse und mindestens notwendiger stöchiometrischer Luftmasse für eine vollständige Verbrennung.  $\lambda < 1$  bedeutet Luftmangel.

Vergasungsprodukt besteht aus den Hauptkomponenten Kohlenstoffmonoxid (CO), Wasserstoff (H<sub>2</sub>), Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Wasserdampf (H<sub>2</sub>O) und, falls Luft als Vergasungsmittel angewendet wird, aus erheblichen Anteilen an Stickstoff (N<sub>2</sub>). Die Eigenschaften des Vergasungsproduktes sind abhängig vom verwendeten Vergasungsstoff, dem Vergasungsmittel und den Reaktionsbedingungen.

Für den thermochemischen Umwandlungsprozess im Reaktor muss Wärme zugeführt werden. Dabei ist zwischen *autothermer* und *allothermer* Vergasung zu unterscheiden (vergleiche Abbildung 3.2). Bei der autothermen Vergasung wird die Wärme durch eine Teilverbrennung des Brennstoffes über Luftzufuhr erzeugt. Bei der allothermen Vergasung wird eine indirekte Wärmezufuhr wie z.B. überschüssige Abwärme von thermochemischen Anlagen verwendet [FNR, 2006b].

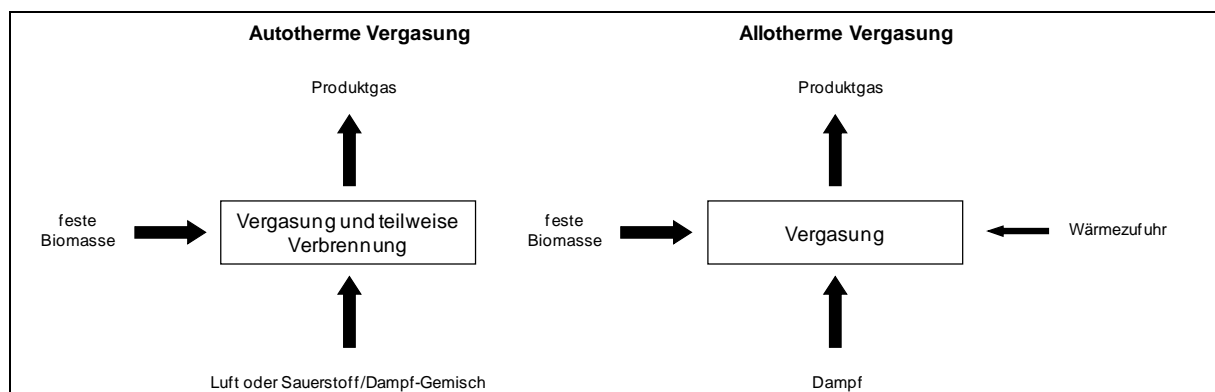


Abbildung 3.2: Wärmezufuhr bei Vergasungsreaktionen [Hofbauer, 2007]

### 3.2.2. Teilprozesse der Vergasung und Reaktionen

Der Vergasungsprozess kann in vier wesentliche Teilprozesse aufgeteilt werden: Trocknung, Pyrolyse, Reduktion und Oxidation [FNR, 2006b]. Je nach apparatetechnischer Gestaltung laufen die einzelnen Teilprozesse unabhängig voneinander oder teilweise parallel ab.

#### 3.2.2.1. Trocknung

Nach der Biomassevorbereitung verbleibt noch ein geringer Wasseranteil im Brennstoff. Diese verdampft bei Temperaturen von bis zu 200 °C, nachdem die Biomasse in den Reaktor gegeben wurde (vergleiche Gleichung (3.1)). Bei diesen Temperaturen bleibt die organische Substanz dabei weitgehend als solche erhalten.



#### 3.2.2.2. Pyrolyse

Nach der Trocknung läuft der Pyrolysevorgang im Temperaturbereich von ca. 200 °C bis 500 °C. Pyrolyse bezeichnet dabei die thermische Spaltung chemischer

Verbindungen und findet unter Sauerstoffausschluss statt, um die Verbrennung des Vergasungsstoffes zu verhindern. Die organischen Verbindungen der Biomasse zerfallen in kleinere Moleküle verschiedener Zusammensetzung und Größe, darunter auch Teere.

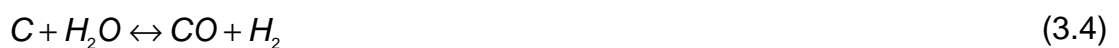
Die pyrolytische Zersetzung kann dabei durch folgende Gleichung beschrieben werden:



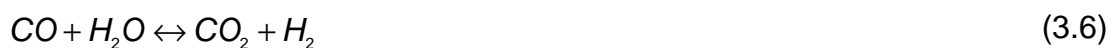
### 3.2.2.3. Reduktion

Während des Reduktionsvorganges entsteht ein Großteil der heizwertreichen Bestandteile CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> des Vergasungsproduktes durch heterogene Reaktionen mit Koks und homogene Gasphasenreaktionen. Die Gleichgewichte dieser Reaktionen sind abhängig von der Temperatur. Bei höheren Temperaturen von bis ca. 1.000 °C entsteht mehr CO und H<sub>2</sub>, dagegen ist der Anteil an CH<sub>4</sub> niedriger. Die Teere, die aus dem Pyrolysevorgang erzeugt werden, werden bei Temperaturen ab 1.000 °C gecrackt [FNR, 2006b].

Der in den festen Pyrolyserückständen enthaltene Kohlenstoff wird im Wesentlichen durch die Boudouard-Reaktionen (3.3), die heterogene Wassergaskonvertierung (3.4) und die heterogene Methanisierungsreaktion (3.5) in Synthesegas umgesetzt.



Die dabei entstehenden Gase und die in den vorangegangenen Prozessschritten entstandenen gasförmigen und flüssigen Bestandteile werden durch homogene Reaktionen wie die homogene Wassergasreaktion (3.6), die homogene Methanbildungsreaktion (3.7) und den Teerzerfall (3.8) weiter umgewandelt.



### 3.2.2.4. Oxidation

Die gasförmigen, flüssigen und festen Bestandteile des Pyrolyse- und Reduktionsvorgangs werden mit von außen zugeführtem Sauerstoff aufoxidiert. Im Falle der vollständigen Oxidation verbleibt von der Biomasse nur die inerte Asche in der festen Phase. Alle anderen Bestandteile verlassen in ihrer höchsten

Oxidationsstufe gasförmig den Reaktionsraum. Die bei der Oxidation freiwerdende Reaktionswärme liefert im Wesentlichen die erforderliche Energie für die vorangehenden endothermen Reaktionen [Tepper, 2005].

Die vier folgenden Gleichungen beschreiben den Oxidationsvorgang:



### 3.2.3. Auswirkung des Vergasungsmittels auf die Gaskomponenten

Die Gaszusammensetzung ist abhängig von den Betriebsbedingungen, wie z.B. Temperatur und Druck, aber auch vom eingesetzten Vergasungsmittel. Tabelle 3.1 zeigt die Auswirkungen des Vergasungsmittels auf die wesentlichen Gaskomponenten des Synthesegases und den Heizwert des Produktgases.

**Tabelle 3.1: Zusammensetzung der Vergasungsprodukte je nach Vergasungsmittel [FNR, 2006b]**

Gaskomponente [Vol.-%]	Vergasungsmittel		
	Luft	Luft/O <sub>2</sub> (80%)	Wasserdampf
CO	10-20	40-50	25-47
H <sub>2</sub>	9-20	9-17	35-50
CH <sub>4</sub>	1-8	< 1	14-25
CO <sub>2</sub>	10-20	19-25	9-15
N <sub>2</sub>	40-55	15-30	2-3
Heizwert [MJ/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> ]	4-6,5	7-9	12-17

Die Vergasung mit Luft als Vergasungsmittel führt zu einer deutlichen Erhöhung des N<sub>2</sub>-Anteils im Synthesegas, was für die Bildung von CO und H<sub>2</sub> nachteilig ist. Der Einsatz von Sauerstoff oder Wasserdampf als Vergasungsmittel ermöglicht eine Erhöhung des Heizwertes. Dies liegt daran, dass dabei eine geringere Verdünnung des Vergasungsproduktes durch den Luftstickstoff gegeben ist. Zur Berechnung des Anlagenwirkungsgrades muss dabei der Aufwand zur Erzeugung des Sauerstoffs bzw. des Wasserdampfes berücksichtigt werden. Ein zur Sauerstofferzeugung



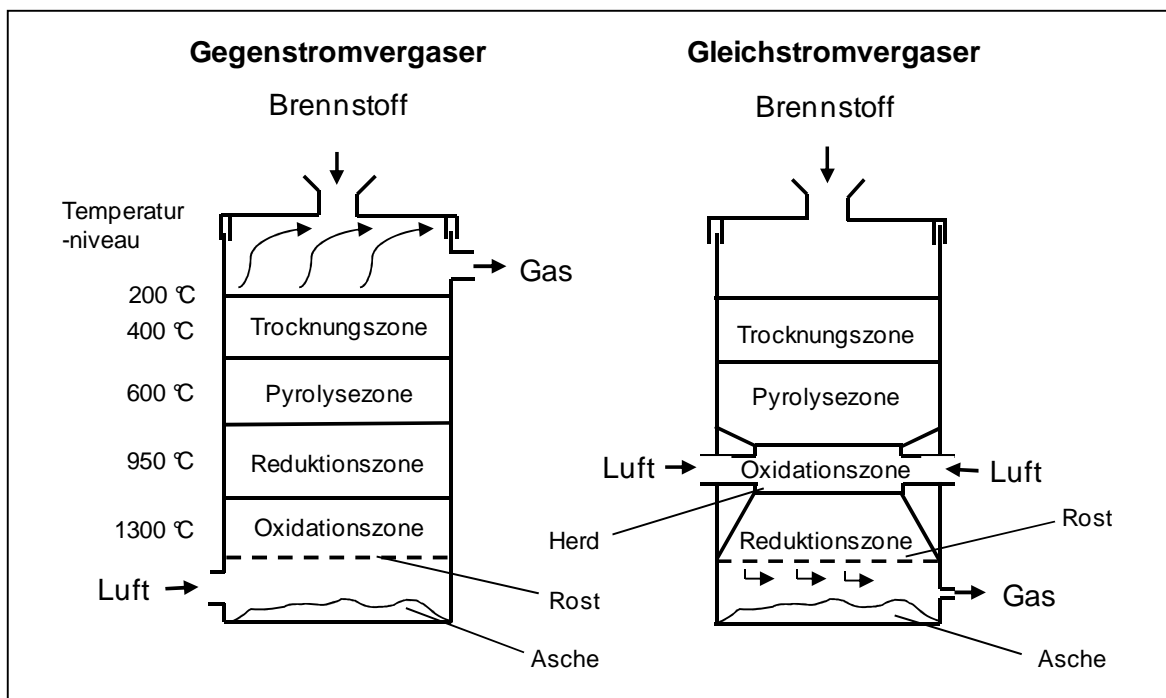
eingesetzter Luftzerleger verschlechtert beispielsweise den Wirkungsgrad [FNR, 2006b].

### 3.2.4. Bauart des Reaktors

Die Produktgaszusammensetzung variiert nicht nur mit den unterschiedlichen Vergasungsmitteln, sondern auch mit der Bauart des Reaktors. Für die Vergasung fester Brennstoffe existiert eine Vielzahl an Verfahren. Stand der Technik sind die in Folgenden dargestellt Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromverfahren.

#### 3.2.4.1. Festbettreaktor

In einem Festbettvergasungsreaktor wird der Brennstoff von oben über ein Schleusensystem zugeführt. Bezüglich der Betriebsarten wird in Abhängigkeit der Richtung, in der das entstandene Vergasungsprodukt im Vergleich zum Vergasungsstoff (Brennstoff) durch den Reaktor strömt zwischen *Gleichstrom* oder *Gegenstrom* unterschieden. Abbildung 3.3 verdeutlicht die beiden Prinzipien.



**Abbildung 3.3: Prinzip des Festbettvergasungsreaktors (Gleich- und Gegenstrom)**  
[FNR, 2006b]

Bei einem Gegenstromvergasungsreaktor strömt das Vergasungsmedium (im Allgemeinen Luft) von unten in den Reaktor. Zuerst bilden sich bei höheren Temperaturen die Oxidations- und die Reduktionszone aus. Da die Temperatur in der Pyrolysezone nur bei ca. maximal 600 °C liegt, bilden sich Teere im Produktgas.

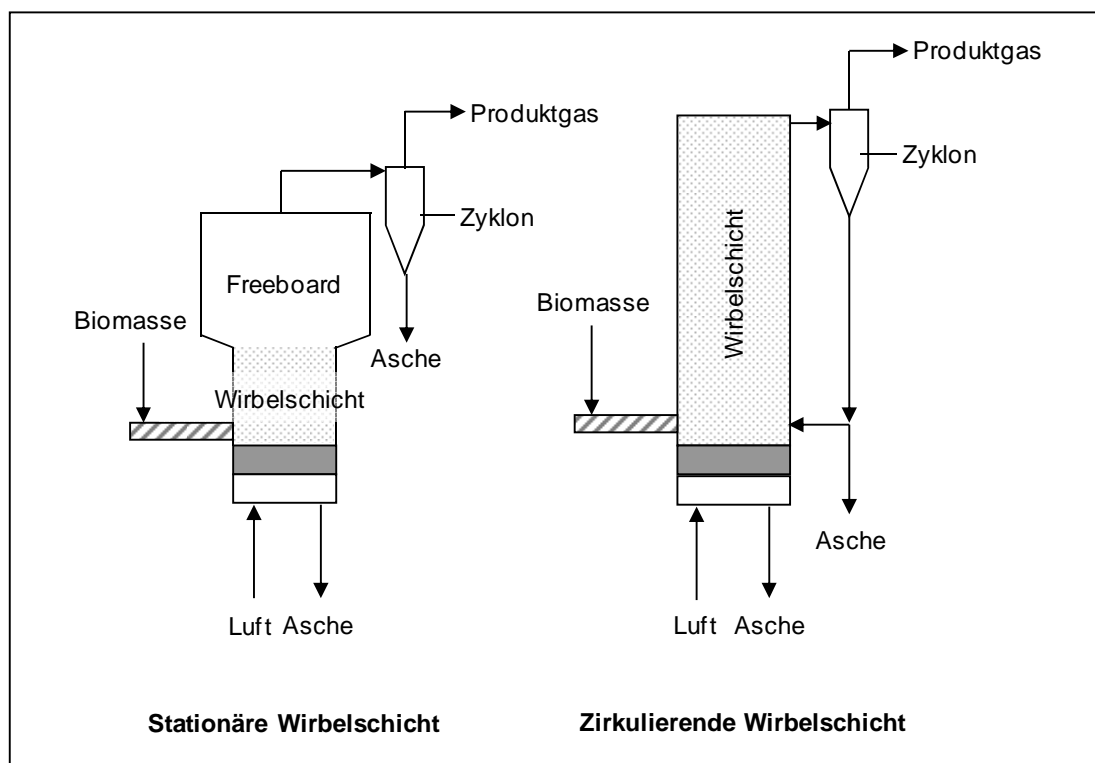
Im Gleichstromvergasungsreaktor strömen die Gase zuerst durch die Trocknungs- und Pyrolysezone, wobei sich ebenfalls Teer bildet. Dann kommt die heiße Oxidationszone, die Temperaturen von über 1.300 °C erreichen kann. Dabei werden die Teere zum größten Teil gecrackt, so dass der Teergehalt des Produktgases bei

der Gleichstrom- viel niedriger<sup>34</sup> als bei der Gegenstromvergasung ist [Kleinhappl, 2003].

### 3.2.4.2. Wirbelschichtreaktor

In einem Wirbelschichtvergasungsreaktor wird der Brennstoff mit einem Inertmaterial eingebracht. Hierfür werden normalerweise Sand oder ähnliche Substanzen verwendet. Der Vergasungsstoff tritt am unteren Ende in den Reaktor ein und verteilt sich mit der zirkulierenden Luft im kompletten Reaktorraum, wodurch eine sehr gute Vermischung zwischen Brennstoff und Sand stattfindet. Das Inertmaterial sorgt aufgrund der Menge und seiner hohen Wärmekapazität für ein homogenes und trotzdem relativ niedriges Temperaturniveau von ca. 800 bis 950 °C im Reaktor. Bei höheren Temperaturen könnte die Asche mit dem Sand versintern, was nicht erwünscht ist.

Es sind zwei Typen von Reaktoren zu unterscheiden: Der sogenannte zirkulierende Reaktor und der stationäre Reaktor. In Abbildung 3.4 sind diese schematisch dargestellt.



**Abbildung 3.4: Prinzip des stationären und zirkulierenden Wirbelschichtvergasungsreaktors [FNR, 2006b]**

In einem stationären System gibt es einen Freiraum oberhalb der Wirbelschicht. In diesem reagieren die Synthesegase und mitgerissener feiner Koks weiter. Da die Strömungsgeschwindigkeit im Freiraum geringer als in der Wirbelschicht ist, werden das Bettmaterial und auch größere nicht umgesetzte Brennstoffpartikel nicht

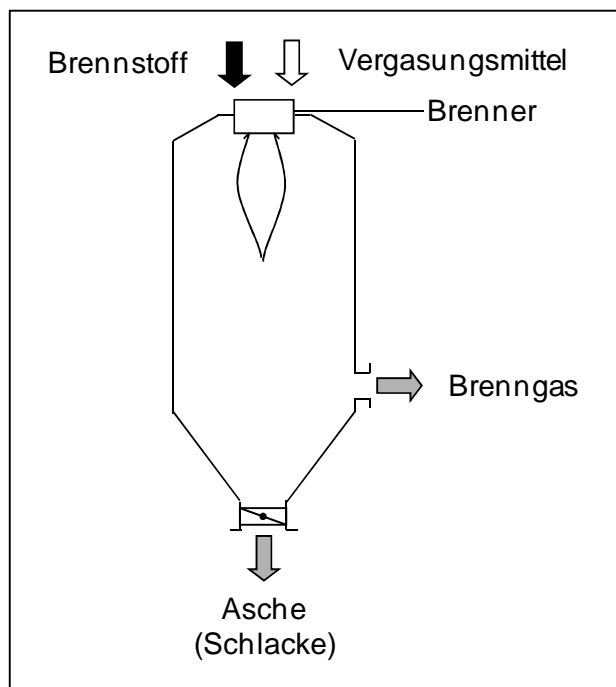
<sup>34</sup> In Abhängigkeit der Prozessbedingungen um das 5 bis 50-fache darunter.

ausgetragen. Das austretende Produktgas wird schließlich mittels eines Zyklons grob von Flugasche gereinigt.

Beim zirkulierenden Reaktor existiert kein Freiraum. Die Strömungsgeschwindigkeit ist somit am oberen Ofenende viel höher, was zum Austragen sowohl des Bettmaterials als auch von größeren nicht umgesetzten Brennstoffpartikeln führt. Diese werden nach dem Austritt durch einen Zyklon abgeschieden und dann in den Reaktor zurückgeführt. [FNR, 2006b]

### 3.2.4.3. Flugstromreaktor

In einem Flugstromreaktor (vergleiche Abbildung 3.5) wird der sehr fein gemahlene Brennstoff zusammen mit dem Vergasungsmittel im Gleichstrom durch den Reaktionsraum geblasen. Die Festbrennstoffe müssen staubfein vermahlen werden, damit sie sich während der kurzen Verweilzeit von wenigen Sekunden vollständig umsetzen. Die Temperaturen liegen im Bereich 1.200 bis 2.000 °C, was zur Bildung eines teerfreien Synthesegases führt.



**Abbildung 3.5: Prinzip des Flugstromreaktors [Tepper, 2005]**

Da die direkte Flugstromvergasung einen sehr hohen Mahlaufwand<sup>35</sup> des Brennstoffes erfordert, könnte eine Verfahrenskombination mit einer vorangehenden Biomassevorbereitung sowie einer Biomassepyrolyse<sup>36</sup> sinnvoll sein [Tepper, 2005]. Der Vorteil hierbei ist, dass der Pyrolysekoks sich leichter mahlen lässt. Dabei finden in einem Reaktor die Trocknung und die Pyrolyse des biogenen Brennstoffes statt, in

<sup>35</sup> Holz oder Stroh z.B. erfordern wegen ihren stabilen Cellulosefasern einen erheblichen technischen Mahlaufwand.

<sup>36</sup> Bei der Biomassepyrolyse handelt es sich um die Zersetzung der Biomasse. Vergleiche hierzu Abschnitt 3.7.2.

einem nachfolgenden Reaktor wird das erzeugte teerhaltige Gas bei hohen Temperaturen oxidiert und zu einem teearmen Gas vergast.

#### 3.2.4.4. Zusammenfassender Vergleich

In Tabelle 3.2 sind die wichtigsten Eigenschaften der verschiedenen Vergasungssysteme gegenüber gestellt.

**Tabelle 3.2: Zusammenfassender Vergleich der Vergasungsverfahren [Tepper, 2005]**

Reaktortyp	Festbett Gegenstrom	Festbett Gleichstrom	Wirbelschicht stationär	Wirbelschicht zirkulierend	Flugstrom
Vergasungsmittel	Luft	Luft	Luft	Luft	Luft/Sauerstoff
Brennstoffleistung [ $MW_{th}$ ]	1-10	0,2-2	0,5-20	10-100	20-100
Brennstoffpartikelgröße [mm]	5-200	20-200	1-50	1-10	< 1
Brennstoffwassergehalt [Gew. %]	< 50	< 20	< 50	< 50	< 20
Hauptreaktionstemperatur [ $^{\circ}C$ ]	bis 1.100	bis 1.100	bis 950	bis 950	über 1.200
Teergehalt	hoch	gering	mittel	mittel	gering
Staubgehalt	gering	mittel	hoch	sehr hoch	sehr hoch
Maßstabsübertragbarkeit	gut	schlecht	sehr gut	sehr gut	gut

Festbettreaktoren sind aufgrund der eingeschränkten Luftverteilung gegenüber Wirbelschicht- und Flugstromreaktoren bezüglich ihrer Brennstoffleistung stärker eingeschränkt. Eine gute Maßstabsübertragbarkeit auch auf großtechnische Anlagen (über 100  $MW_{th}$ ) kann nur im Gegenstrombetrieb erzielt werden. Dabei haben Gegenstromreaktoren zudem den Vorteil, dass der Staubgehalt im Synthesegas gering ist. Allerdings bildet sich im Gas viel Teer, welches danach abgetrennt werden muss. Beim Gleichstromreaktor wird dagegen wenig Teer gebildet, das Synthesegas weist jedoch einen hohen Staubgehalt auf. Für größere Leistungseinheiten und Umsätze sind Wirbelschicht- und Flugstromvergaser zu favorisieren.

Ein Vorteil der Wirbelschichtverfahren ist die sehr gute Skalierbarkeit bis weit über 100  $MW_{th}$ , so dass auch großtechnische Realisierungen möglich sind. Da das Verfahren in den letzten Jahrzehnten oft zur Kohlevergasung eingesetzt wurde (vergleiche Abschnitt 2.5.2), handelt es sich um eine ausgereifte Technik. Im Gegensatz zu anderen Verfahren ist auch feuchter Brennstoff einsetzbar. Ein

Nachteil sind die hohen Teer- und Staubgehalte im Synthesegas. Aufgrund der hohen Investitionen sind kleinere Anlagen nicht profitabel.

Ein Vorteil der mehrstufigen Flugstromverfahren ist ebenfalls die sehr gute Skalierbarkeit bis weit über 100 MW<sub>th</sub>. Das Synthesegas weist einen niedrigen Teergehalt auf, so dass eine aufwändigere Gasreinigung nicht erforderlich ist. Die Anforderungen an die Einsatzstoffe bzgl. Korngröße und aufgrund der hohen Temperaturen an die Reaktorausmauerung sind sehr hoch, was sich in hohen Investitionen niederschlägt. Die Vergasung von Biomasse in Flugstromreaktoren ist momentan Kernpunkt vieler Forschungsprojekte.

### 3.3. Gasreinigung

Die Reinheitsanforderungen an das Synthesegas für die chemischen Synthesen sind sehr hoch und erfordern beim Biomasseinsatz Gasreinigungsmaßnahmen. Die im Rohgas auftretenden Verunreinigungen führen zu Ablagerungen, Erosion und Korrosion in nachgeschalteten Anlagen. In Tabelle 3.3 sind im Gas auftretende Verunreinigungen mit den technisch bedingten Grenzwerten für die Fischer-Tropsch-Synthese und die Methanolsynthese angegeben.

**Tabelle 3.3: Vergleich von Rohsynthese- und Synthesegas bzgl. der geforderten Reinheit für den Folgeprozess [Köppel et al., 2004]**

Störstoffe	Einheit	Rohsynthesegas	Synthesegas vor der FT-Synthese	Synthesegas vor der Methanolsynthese
Partikel	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	< 10 <sup>5</sup>	0	< 0,2
Teer	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	< 2 x 10 <sup>5</sup>	< Taupunkt <sup>37</sup>	< 1
Na, K	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	< 1,7	< 0,003	< 0,2
NH <sub>3</sub> , HCN	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	< 1600	< 0,76	< 0,1
H <sub>2</sub> S	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	< 170	< 1,5	< 0,1
Halogene	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	< 480	< 0,016	< 0,1

Im Folgenden werden die beiden grundsätzlichen Gasreinigungsverfahren, die kalte und die heiße Gasreinigung, vorgestellt.

#### 3.3.1. Kaltgasreinigung

Es wird zwischen trockenen und nass arbeitenden Kaltgasreinigungsverfahren unterschieden. Nasse Gasreinigungsverfahren (Wäscher, Nasselektrofilter)

<sup>37</sup> Der Taupunkt oder besser die Taupunkttemperatur ist ein Luftfeuchteparameter. Er bezeichnet die Temperatur, auf die ein ungesättigtes Luftquantum bei gleichbleibendem Druck über einer ebenen, chemisch reinen Wasserfläche (Eisfläche beim Reifpunkt) abgekühlt werden muss, um zur Sättigung zu gelangen.

ermöglichen neben der Partikelabscheidung auch eine sehr gute Abscheidung von Teeren und weiteren Schadstoffen. Allerdings weisen die nassen Verfahren sehr hohe Kosten für den Betrieb effizienter Wäscher (z.B. Venturiwäscher) sowie für die sehr kostenintensive Nachbehandlung (Entsorgung) des entstehenden Abwassers auf.

Zu den trocken arbeitenden Verfahren zählen filternde Abscheider (Schlauchfilter, Gewebefilter) und Fliehkraftabscheider (Zyklone). Diese scheiden zwar Partikel und Alkalien in ausreichender Menge ab, weitere Schadstoffe werden allerdings nur bedingt entfernt.

Es existieren verschiedene Verfahren, um die Anforderungen der Synthese zu erfüllen. In Tabelle 3.4 werden für unterschiedliche Verunreinigungen mögliche Verfahren der Kalt- und Heißgasreinigung aufgelistet.

**Tabelle 3.4: Technologie der Kalt- und Heißgasreinigung [Koeppel, 2007], [Bokhàr-Nordenkampff et al., 2003], [Bokhàr-Nordenkampff, 2005]**

Verunreinigung	Kaltgasreinigung	Heißgasreinigung
Partikel	Zyklon, Naßabscheider, Elektrofilter, Gewebefilter	Heißgaszyklon, Heißgasfiltration (Kerzen-, Gewebefilter), Elektroabscheider
Teer	Naßabscheider, Wäscher mit organischem Waschmittel, nasselektrostatische Abscheidung	Im Vergasungsreaktor: katalytisch wirkendes Bettmaterial (z.B. Dolomit, Magnetit) thermisch: Teercracker katalytisch: Teerreformer
Alkalien	Kondensation an Partikeln durch Abkühlung < 600°C	Adsorption mit aktiviertem Bauxit Keramikfilter
Schwefelverbindungen	Absorption (Chemische Wäsche (z.B. Alkanolaminwäsche), phys. Wäsche (Rectisol, Selexol, etc.)), Adsorption (Aktivkoks, Zeolithe, Metalloxide/-hydroxide)	Kalkstein als Sorbens im Vergasungsreaktor, Heißgasentschwefelung an Metall-Oxid-Pellets (z.B. TiO, FeO)
Stickstoffverbindungen	Naßabscheider	Do, Ni, Fe basierende Katalysatoren
Halogenverbindungen	Naßabscheider	Abscheidung an Sorbentien (Kalkstein, Dolomit)

### 3.3.2. Heißgasreinigung

Heißgasreinigungsverfahren arbeiten auf hohen Temperaturniveaus (ca. 500 °C) und sollten insbesondere dann eingesetzt werden, wenn nach der Reinigung Prozesse mit hohen Gaseintrittstemperaturen folgen. Somit können sie zu einer wesentlichen Wirkungsgradverbesserung beitragen. Ein weiterer Vorteil der Heißgasreinigung ist

die Reduktion der Verfahrensstufen auf eine Sorbentendosierung bzw. auf Sorptionsreaktoren mit nachfolgender Partikelabscheidung auf Kerzenfiltern. Die Heißgasreinigungsverfahren sind noch in der Entwicklungsphase und werden kommerziell noch nicht eingesetzt. In Zukunft könnten sie allerdings ein einfaches und kostengünstiges Verfahren zur Synthesegasreinigung darstellen [Kolb et al., 2007]. Einige mögliche Heißgasreinigungsverfahren werden in Tabelle 3.4 genannt.

### 3.4. Gaskonditionierung

Für die Synthese ist ein bestimmtes H<sub>2</sub>/CO-Molverhältnis erforderlich. So ist z.B. für die Fischer-Tropsch-Synthese und die Methanolsynthese, welche im folgenden Abschnitt vorgestellt werden, ein Verhältnis von 2:1 zu erreichen. Dabei hängt dieses Verhältnis im Wesentlichen vom eingesetzten Brennstoff sowie vom Vergasungsmittel und den Vergasungsbedingungen (Temperatur, Druck) ab.

Bei der Vergasung von Biomasse mit Luft ist das Verhältnis von H<sub>2</sub> zu CO kleiner als 1:1. Eine Möglichkeit, um die Anforderungen bezüglich des H<sub>2</sub>/CO-Verhältnisses im Rohgas zu erfüllen, bietet der Einsatz von Wasserdampf als Vergasungsmittel, was zu wasserstoffreichen Gasen führt. Eine andere Möglichkeit ist der Einsatz einer CO-Konvertierung (Shift-Reaktor) vor der Synthese. Dabei handelt es sich um die katalytische Reaktion von CO mit Wasserdampf, welche H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> liefert:



Mit der CO-Konvertierung geht somit eine Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Anteils einher. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt zeigt allerdings keinen Einfluss auf die Selektivität<sup>38</sup> bei der Synthese im Niedertemperaturbereich, führt aber zur Verdünnung des Synthesegases, was einen höheren Verdichtungsaufwand und größere Anlagenkomponenten zur Folge hat. CO<sub>2</sub> kann aus dem Gas mit Hilfe von geeigneten Verfahren entfernt werden [Dimmig und Olschar, 2003]. Mögliche Verfahren sind insbesondere die Rectisol- und Selexolwäsche.

Das Rectisol-Verfahren setzt Methanol als Waschflüssigkeit ein und wird heutzutage bei der Reinigung von Synthesegas aus der Kohlevergasung wie z.B. bei Sasol (vergleiche Abschnitt 2.5.2) angewendet. Es handelt sich um ein physikalisches Absorptionsverfahren, das auf der guten Löslichkeit der Gaskomponenten H<sub>2</sub>S und CO<sub>2</sub> im Lösungsmittel Methanol bei hohem Druck (10 - 50 bar) und niedriger Temperatur (ca. - 50°C) basiert. Die typische Verfahrenskonfiguration besteht in einer zweistufigen Rectisol-Anlage: Die erste Stufe dient der selektiven Entschwefelung und die zweite Stufe der CO<sub>2</sub>-Abscheidung. Das beladene Waschmittel wird durch gestuftes Entspannen bis auf atmosphärischen Druck regeneriert [Radig, 2007].

---

<sup>38</sup> Die Selektivität einer chemischen Umsetzung gibt an, welcher Anteil des insgesamt umgesetzten Ausgangsstoffes unter Berücksichtigung der Stöchiometrie in das gewünschte Zielprodukt umgesetzt wurde.

Das ähnliche Selexol-Verfahren setzt als Waschmittel ein Dimethylether von Polyethylenglycol (DMPEG) ein. Das Verfahren läuft bei höherem Druck (35 - 70 bar) und niedrigerer Temperatur (0 - 40 °C)<sup>39</sup> ab [DVGW-DGW, 2006]. Bedingt durch die tiefere Temperatur ist der Energieaufwand beim Selexol-Verfahren geringer und damit auch die Kosten.

### 3.5. Synthese

Durch die Konditionierung sind die Anforderungen an die nun anschließende Synthese erfüllt. Bei der Synthese sind insbesondere zwei Hauptverfahren in Betracht zu ziehen: Die Fischer-Tropsch-Synthese und die Methanolsynthese. In Abhängigkeit der gewählten Synthesetechnologie muss sich eine Veredelung bzw. Raffinierung zu den flüssigen Endprodukten bzw. Synthesekraftstoffen anschließen. Neben Synthesekraftstoffen können aus dem Synthesegas auch Ausgangsstoffe für die chemische Industrie, wie z.B. Methanol, Olefine<sup>40</sup> und DME hergestellt werden. Im Folgenden werden die zwei Hauptverfahren der Synthese vorgestellt und verglichen.

#### 3.5.1. Fischer-Tropsch-Synthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese wurde im Jahre 1923 durch F. Fischer und H. Tropsch entdeckt. Dabei handelt es sich um eine reife Technik, welche Deutschland bereits während des zweiten Weltkriegs einsetzte, um aus Kohle flüssige Kraftstoffe herzustellen.

##### 3.5.1.1. Allgemeine Beschreibung der Fischer-Tropsch-Synthese

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese reagiert ein Mol Kohlenstoffmonoxid (CO) mit zwei Mol Wasserstoff (H<sub>2</sub>), um hauptsächlich Kohlenwasserstoffe aus linearen Ketten (C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>) und in geringeren Mengen Olefine und Alkohole zu bilden. Die Methylengruppe - CH<sub>2</sub> -, die in der allgemeinen Gleichung (3.14) benutzt wird, steht stellvertretend für die Kohlenstoffketten. Etwa 20 % der chemischen Energie wird in Form von Wärme freigesetzt. Die typischen Reaktionsbedingungen für die Fischer-Tropsch-Synthese sind Temperaturen von 200 - 250 °C und Drücke von 25 - 60 bar.

Die Grundreaktion der Synthese wird durch folgende Gleichung beschrieben.



Die Umsetzung des Synthesegases aus flüssigen Kohlenwasserstoffen ist eine nicht-selektive katalytische<sup>41</sup> Reaktion. Es bilden sich dabei Ketten verschiedener Länge,

<sup>39</sup> Mit sinkender Temperatur steigt die Löslichkeit der sauren Bestandteile.

<sup>40</sup> Diese werden auch als Alkene bezeichnet. Alkene sind ungesättigte Kohlenwasserstoffe mit Doppelbindung zwischen den Kohlenstoffatomen.

<sup>41</sup> Vergleiche zu den Katalysatoren Abschnitt 3.5.1.4.



vom einfachen Methan bis zu Längen von mehr als 100 Kohlenstoffatomen. Bei der Reaktion handelt es sich um eine Polymerisation. Kohlenmonoxid und Wasserstoff werden an der Katalysatoroberfläche adsorbiert und bilden dann unter anderem Methylenmonomere und Alkylgruppen (Kettenstart). Die Ketten wachsen durch Addition der Monomere an gebundene Alkylverbindungen. Durch Wasserstoffabspaltung bzw. durch Addition einer Methylgruppe oder Wasserstoff kommt es schließlich zum Kettenabbruch unter Bildung von Olefinen bzw. Alkanen [Van der Laan, 1999].

### 3.5.1.2. Bestimmung der Produktzusammensetzung durch die Schulz-Flory-Verteilung

Zur Bestimmung der Selektivität kann die Schulz-Flory-Verteilung benutzt werden. Dazu wird angenommen, dass alle Kohlenwasserstoffe an der Oberfläche des Katalysators, unabhängig von der Länge ihrer Kohlenstoffkette, mit derselben Wahrscheinlichkeit eine um ein C-Atom längere Kohlenstoffkette bilden können. Für eine Kette von Kohlenwasserstoffen, die  $n$  Kohlenstoffatome enthält, sei die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit um ein Kohlenstoffatom am Kettenende, das heißt die Verlängerung der Kette auf  $n+1$ ,  $\alpha$ . Die Wahrscheinlichkeit, dass die Polymerisation nicht "am Kettenende" stattfindet, eine Verlängerung der Kette also nicht mehr möglich ist, sei  $(1 - \alpha)$ .

Somit ist die Wahrscheinlichkeit, dass sich eine Kohlenwasserstoffkette aus  $n$  Kohlenstoffatomen zusammensetzt:

$$P_n = \alpha^{n-1}(1 - \alpha) \quad (3.15)$$

$P_n$  entspricht somit der Molfraktion des  $n$ -ten Oligomers.

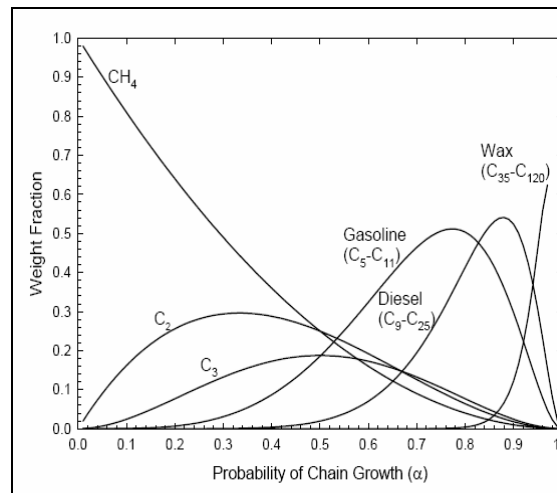
Wenn man annimmt, dass die Molekülmasse jeder Methylengruppe  $-CH_2-$  unabhängig von deren Position in einem Polymer ist, dann lässt sich die Massefraktion  $W_n$  für ein Polymer der Länge  $n$  wie folgt berechnen:

$$W_n = n\alpha^{n-1}(1 - \alpha)^2 \quad (3.16)$$

Dabei wird die Molfraktion  $P_n$  multipliziert mit der Länge der Kette  $n$  durch die durchschnittliche Kettenlänge (den durchschnittlichen Grad der Polymerisation)  $1/(1 - \alpha)$  dividiert<sup>42</sup>. Die Verteilung der Kohlenwasserstofffraktionen im Fischer-Tropsch-Produkt gemäß dieser Funktion ist, in Abhängigkeit der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit  $\alpha$ , in Abbildung 3.6 graphisch dargestellt<sup>43</sup>.

<sup>42</sup> Bei einer Kettenwachstumswahrscheinlichkeit von 75% ergibt sich somit eine durchschnittliche Kettenlänge von 4. Zur Berechnung der Massefraktion, z.B. der Monomere, wird somit deren Molfraktion durch 4 dividiert oder die Molfraktion der Kohlenwasserstoffe der Kettenlänge 2 durch 2.

<sup>43</sup> Die Verteilung ist in der Literatur als Gleichung von Schulz-Flory bzw. Anderson-Schulz-Flory bekannt. Dabei ist auch die logarithmierte Darstellung  $\log(W_n/n) = n \log \alpha + \log((1 - \alpha)^2 / \alpha)$  üblich.



**Abbildung 3.6: Verteilung der Kohlenwasserstofffraktionen im Fischer-Tropsch-Produkt in Abhängigkeit von der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit  $\alpha$  [Van der Laan, 1999]**

### 3.5.1.3. Hochtemperatur- und Niedertemperaturverfahren

Bei der technischen Umsetzung der Fischer-Tropsch-Synthese wird zwischen Hoch- und Niedertemperaturverfahren unterschieden.

*Hochtemperaturverfahren* laufen im Temperaturbereich von 300 bis 350°C ab und sind insbesondere für die Benzinproduktion geeignet. Am häufigsten kommen dabei zirkulierende und stationäre Wirbelschichtreaktoren zur Anwendung. Ihre Benzineselektivität liegt mit 36 % nicht sonderlich hoch, was eine nachträgliche intensive Produktaufarbeitung erfordert [Steynberg et al., 1999]. Aus diesem Grund werden sie in der vorliegenden Arbeit zur Bewertung einer großtechnischen Realisierung einer BtL-Anlage nicht berücksichtigt.

Bei *Niedertemperaturverfahren* (200 bis 240°C) bilden sich aus dem Synthesegas langkettige Kohlenwasserstoffe (Wachse), die nach einem angeschlossenen Hydrocracking Diesel hoher Qualität liefern. Aufgrund des geringeren Aufwands zur Produktaufarbeitung sind derartige Verfahren leichter einsetzbar. Dabei kommen im Wesentlichen zwei Reaktortypen zur Anwendung: Rohrbündelreaktoren und Slurry-Reaktoren (vergleiche Abbildung 3.7). In einem *Rohrbündelreaktor* strömt das Synthesegas durch eine Katalysatorschüttung, die sich in den Rohren eines Wärmeübertragers befindet. Die gasförmigen und flüssigen Reaktionsprodukte treten am unteren Ende aus dem Reaktionsraum. *Slurry-Reaktoren* enthalten eine Kühlschlange, welche die Wärme mittels Dampferzeugung abführt. Das Synthesegas wird von unten eingeblasen und steigt in der Suspension auf. Dabei entsteht das gewünschte Reaktionsprodukt [Vogel, 2003].

Diese zwei Reaktortypen haben viele Anwendungen in der Praxis gefunden. Die Rohrbündelreaktoren haben den Vorteil, dass sie eine gute Maßstabsübertragbarkeit besitzen [Güttel et al., 2007]. Sie bieten sich somit für eine großtechnische Realisierung einer BtL-Anlage zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen an.

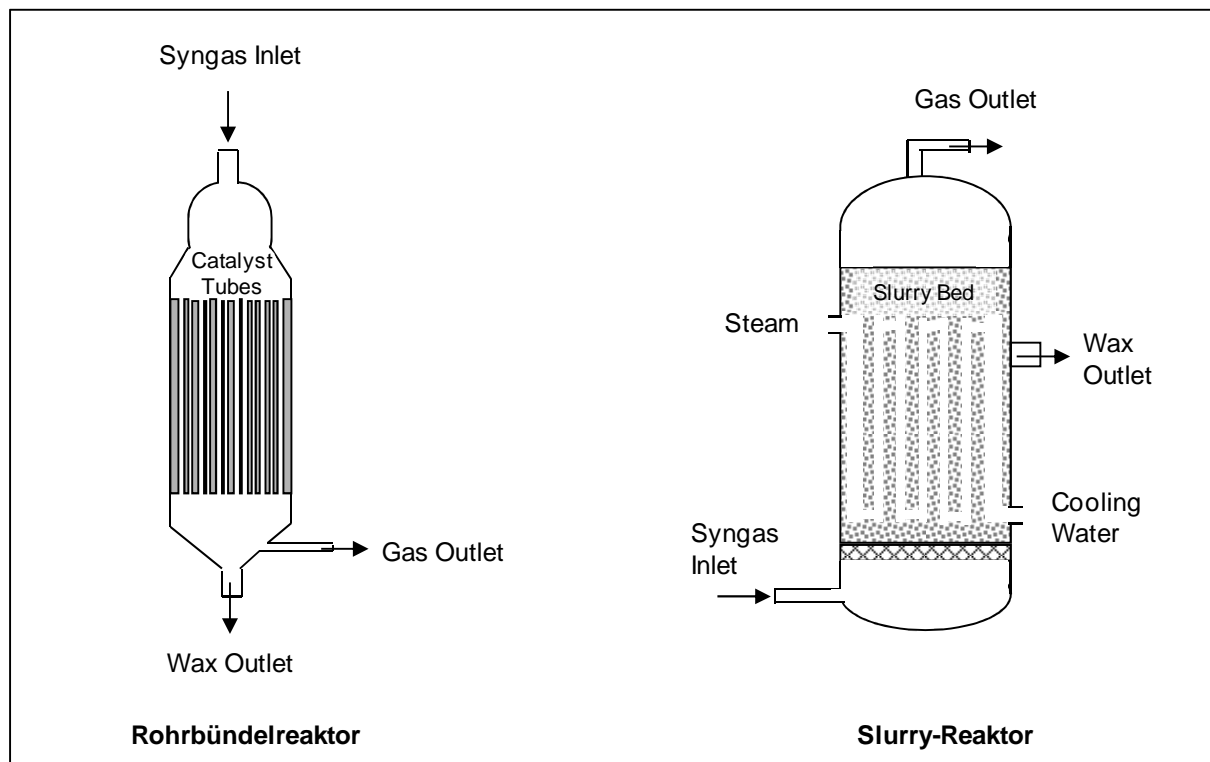


Abbildung 3.7: Reaktoren im Niedertemperaturverfahren der Fischer-Tropsch-Synthese [Spath et al., 2003]

#### 3.5.1.4. Katalysatoren

Die ersten für die Fischer-Tropsch-Synthese benutzten Katalysatoren waren Eisen und Kobalt. In der Tat werden die Oxide der Übergangsmetalle der Gruppe VIII des Periodensystems im Allgemeinen als gute Katalysatoren für die Hydrierungsreaktion von Kohlenstoffmonoxid angesehen. Sie lassen sich dabei nach abnehmender Rangfolge bezüglich ihrer Aktivitäts  $a$  klassifizieren:

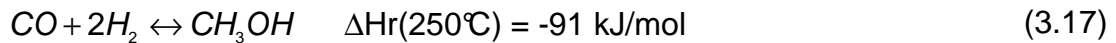
$$a_{\text{Ruthenium}} > a_{\text{Eisen}} > a_{\text{Nickel}} > a_{\text{Kobalt}}$$

Nickel (Ni) ist ein klassischer Katalysator, der für die Reaktionen der Methanisierung benutzt wurde. Auch Eisen (Fe) ist sehr aktiv und ermöglicht ebenfalls eine "Water-Gas-Shift" Reaktion. Ruthenium (Ru) weist eine sehr hohe Aktivität sowie eine hohe Selektivität auf, so dass Produkte mit hohem Molekulargewicht bei niedriger Temperatur erzeugt werden können. Allerdings ist es um ein vielfaches teurer als Eisen. Die für die Fischer-Tropsch-Synthese benutzten Katalysatoren aus Kobalt sind zwar auch 250 mal teurer als jene aus Eisen, stellen aber eine interessante Alternative dar, da sie bei niedrigeren Drücken aktiv sind, so dass die mit dem Katalysator assoziierten Kosten durch niedrigere Betriebskosten kompensiert werden können [Spath et al., 2003]. Insbesondere bei einer großtechnischen Realisierung einer BtL-Anlage zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen wird sich dieser Effekt bemerkbar machen und zur Vorteilhaftigkeit gegenüber den anderen Katalysatoren führen.

### 3.5.2. Methanolsynthese

Bei der Methanolsynthese handelt es sich wie bei der Fischer-Tropsch-Synthese um ein exothermes Verfahren zur chemischen Umwandlung von Synthesegas in flüssige Produkte mit niedrigerem Volumenbedarf.

Die Hauptreaktion der Synthese ist in der Gleichung (3.17) dargestellt.



Der Verfahrensablauf der Methanolsynthese kann wie folgt beschrieben werden: Das Synthesegas wird mit aus dem Syntheseprozess rückgeführtem Reaktionsgas vermischt, erhitzt und dem Reaktor zugeführt. Im Reaktor befindet sich ein Katalysatorbett, durch das die im Synthesegas enthaltenen CO-, CO<sub>2</sub>- und H<sub>2</sub>-Anteile, bei Temperaturen von 220 - 280 °C und einem Druck von 40 - 110 bar, zum Teil in Methanol konvertiert werden. Das aus dem Reaktor austretende Reaktionsgasgemisch wird anschließend gekühlt, wodurch das Methanol auskondensiert und in einem weiteren Reaktor zur gewünschten Reinheit destilliert wird. Ein Teil des nicht umgesetzten Gases wird anschließend abgetrennt, von Inert-Anteilen befreit und rückgeführt. Der andere, verunreinigte Teil, das sogenannte Purgegas, wird verbrannt. Somit lässt sich einerseits zusätzliche Prozessenergie gewinnen und andererseits wird die Anreicherung des Einsatzgases mit einer zu großen Menge an Verunreinigungen in Form von Inert-Anteilen verhindert. Die Konversionsrate des im Einsatzgas enthaltenen CO zu Methanol liegt zwischen 16 und 20 % pro Reaktordurchlauf. So können, abhängig von der Anzahl der Durchläufe des rückgeführten Reaktionsgases, unterschiedliche Methanolausbeuten pro Einheit eingesetztem Synthesegas erreicht werden [Höhlein et al., 2003].

## 3.6. Weitere Schritte der Kraftstoffherstellung

Im Anschluss an die Synthese muss im Fall des Fischer-Tropsch-Verfahrens eine Trennung bzw. zur Erhöhung der Ausbeute auch eine teilweise Umwandlung der Syntheseprodukte und bei der Methanolsynthese die Umwandlung des Methanols in Kraftstoff erfolgen. Diese Schritte werden in den folgenden Unterabschnitten erläutert.

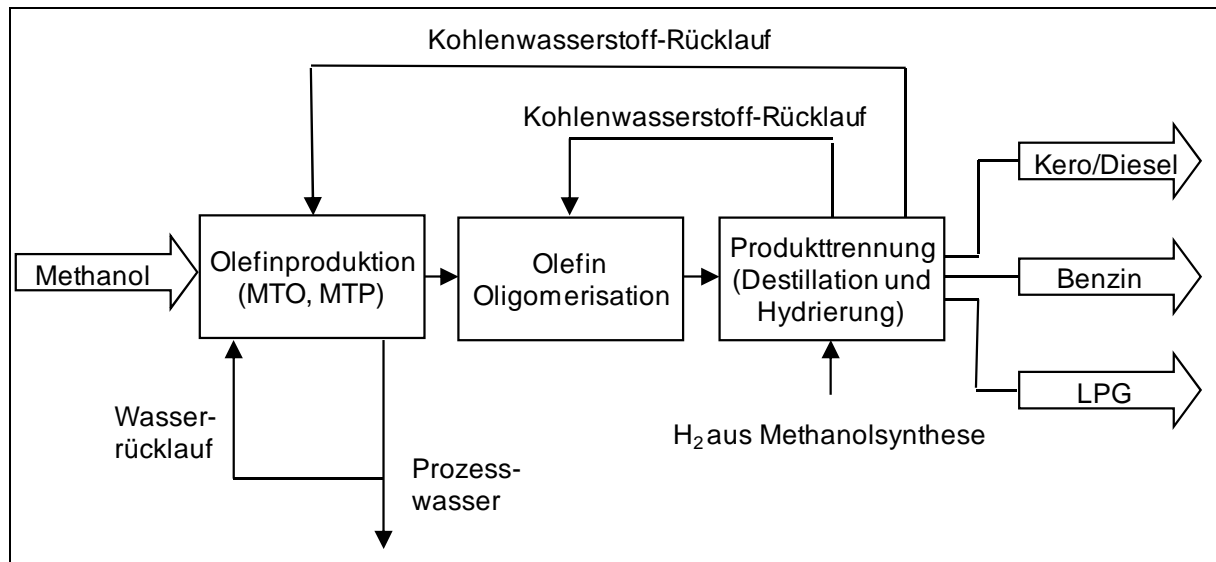
### 3.6.1. Produktaufarbeitung nach der Fischer-Tropsch-Synthese

Analog zur Synthese aus Erdöl entstehen bei der Synthese aus Biomasse keine einheitlichen Produkte, sondern eine Mischung aus Diesel, Benzin und Wachs. Eine Aufbereitung erfolgt mit den klassischen Verfahren der Erdölraffination. Die Produkte der Synthese werden dabei über Wärmetauscher abgekühlt und die Flüssigphasen über Kondensatabscheider von der Gasphase getrennt. Mittels Wasserabscheider erfolgt die Abtrennung des Reaktionswassers und der darin gelösten Alkohole und Säuren. Schließlich werden die flüssigen FT-Produkte durch Destillation in Benzin, Diesel und Wachs fraktioniert. Zur Erhöhung der Ausbeute an Dieselmotorkraftstoffen können die Wachse durch Hydrocracken zu Diesel und Mitteldestillatfraktionen aufbereitet werden. [Dimmig und Olschar, 2003]

## 3.6.2. Umwandlung von Methanol zu konventionellem Kraftstoff

Das Endprodukt der Methanolsynthese ist Methanol, welches in Kraftstoffe in Form von Diesel und Benzin umgewandelt werden muss. Dies kann beispielsweise mit dem von der Firma Lurgi<sup>44</sup> entwickeltem *Methanol-to-Synfuel-Verfahren (MtS)* geschehen. Eine Pilotanlage im Labormaßstab existiert bereits. Mit ihr wurden Ausbeuten von ca. 0,375 kg Kraftstoff pro eingesetztem Kilogramm Methanol realisiert und so die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des Verfahrens nachgewiesen [Plass, 2006]. Da der Ausgangsstoff Methanol sich auch aus anderen Rohstoffen gewinnen lässt, ist das MtS-Verfahren nicht ausschließlich auf die Anwendung im BtL-Bereich beschränkt. Vielmehr können sämtliche Rohstoffe, aus denen sich Methanol gewinnen lässt, anschließend mittels des MtS-Prozesses in Kraftstoff umgewandelt werden. Dies ermöglicht potentiell auch eine kombinierte Kraftstoffproduktion aus verschiedenen Rohstoffquellen. Die Methanolgewinnung aus Kohle, Erdgas oder auch organischem Abfall, ist bereits Stand der Technik, so dass eine flexibel gestaltbare Ausgangsstoffversorgung gewährleistet wäre.

Abbildung 3.8 liefert ein Verfahrensschema der MtS-Technologie.



**Abbildung 3.8: Verfahrensschritte der MtS-Technologie [Plass, 2006]**

Der Gesamtprozess gliedert sich in drei wesentliche Prozessschritte. Im ersten Prozessabschnitt, der Olefinproduktion, wird Methanol zunächst in Alkene<sup>45</sup> umgewandelt. In einem nachfolgenden zweiten Schritt, der Oligomerisation, werden die entstandenen kurzkettigen Alkene zu größeren Molekülen umgesetzt. Als letzter Schritt erfolgt die Produktabtrennung mittels Destillation und Hydrierung. In den folgenden Abschnitten werden diese Verfahrensschritte und die dabei ablaufenden Reaktionen vorgestellt.

<sup>44</sup> Lurgi GmbH, Frankfurt-am-Main.

<sup>45</sup> Auch Olefine genannt. Vergleiche Abschnitt 3.5.1.1.

### 3.6.2.1. Alkenproduktion

Den Ausgangsstoff des gesamten MtS-Prozesses bildet, wie bereits dargestellt, das Methanol. Dieses wird zunächst in einem vorgeschalteten Reaktor in das Zwischenprodukt Dimethylether (DME) umgewandelt. Die Hauptreaktion folgt hierbei folgender Reaktionsgleichung:



Anschließend erfolgt die eigentliche Konversion von DME zu Alkenen. Alkene folgen in ihrer Zusammensetzung der Summenformel  $\text{C}_n\text{H}_{2n}$  (z.B. Ethen ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ), Deken ( $\text{C}_{10}\text{H}_{20}$ )). Die folgende Reaktion zeigt exemplarisch die Umwandlung von DME zu Propen:



Die Umsetzung des Eduktes DME erfolgt mit Hilfe von Katalysatoren<sup>46</sup>.

### 3.6.2.2. Olefin-Oligomerisation, Produkttrennung und Hydrierung

Oligomere entstehen durch die Verbindung der ungesättigten Zentren der Alken-Monomere. Katalysator ist hierbei erneut ein zeolithischer Kristall. Reaktionsgleichung (3.20) beschreibt exemplarisch, anhand des Edukts Propen, die Konversion der Alkenmonomere zu längerkettigen Oligomeren, im vorliegenden Fall Dodeken. Die Reaktion erfolgt bei Temperaturen zwischen 150 und 350 °C und Drücken zwischen 35 und 85 bar.



Ergebnis der Oligomerisation ist ein Produktmix aus unterschiedlichen längerkettigen Alkenen. Anschließend werden aus diesem Produktmix alle Oligomere mit mehr als zehn Kohlenstoffatomen ( $\text{C}_{10+}$ ) zur Weiterverarbeitung mittels Destillation abgetrennt und hydriert. Aus dem Destillations- und Hydrierungsprozess werden schließlich auch die Endprodukte gewonnen. Die Hauptprodukte bilden hierbei hochreine Kraftstoffe in Form von Diesel und Benzin. [Plass, 2006]

### 3.6.3. Vergleich von Fischer-Tropsch- und Methanolsynthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese ist sehr gut geeignet für die Herstellung von Dieselmotorkraftstoff. Während des zweiten Weltkrieges wurden viele Anlagen in Deutschland gebaut, da so der Bedarf an flüssigen Kraftstoffen aus einheimischer Kohle gedeckt werden konnte. Viele Anlagen zur Herstellung von CtL- und GtL-

---

<sup>46</sup> Entsprechende Katalysatoren sind z.B. ZSM-5, ein Zeolithkristall mit hoher Selektivität für Propen [Mäurer, 2001].

Kraftstoffen wurden darüber hinaus in den letzten Jahrzehnten gebaut (vergleiche Abschnitt 2.5.2).

Im Fall der Methanolsynthese ist eine größere Palette von Endprodukten nach der Weiterverarbeitung des Methanols möglich, darunter DME, Olefine und konventionelle Kraftstoffe. Damit können die Endprodukte beispielweise auch in der Chemieindustrie eingesetzt werden. Viele Anlagen für die Synthese aus festen Brennstoffen (Kohle) oder Erdgas wurden in den letzten Jahrzehnten gebaut. Zum Beispiel wurde eine Anlage in Kingsport (USA) 1997 in Betrieb genommen, die 300 t/Tag Methanol herstellt. Für Kohle und Erdgas ist die Methanolsynthese Stand der Technik. Für Biomasse existiert zurzeit keine kommerziell betriebene Anlage. [Bandi et al., 2004]

Im Rahmen der Bewertung der Produktion von BtL-Kraftstoffen mit einer großtechnischen Anlage wird in der vorliegenden Arbeit die Fischer-Tropsch-Synthese betrachtet. Sie ermöglicht eine direkte Umwandlung des Synthesegases in Diesel- und Benzinkraftstoff.

### **3.7. Stand der Forschung zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse**

Im Umfeld der Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse wurde in den letzten Jahren viel geforscht. Die Choren Industries GmbH wird im industriellen Maßstab den Carbo-V®-Prozess im Jahr 2008 umsetzen. Von Bedeutung für die Praxis ist ebenfalls der Bioliq®-Prozess des Forschungszentrums Karlsruhe. In den Abschnitten 3.7.1 und 3.7.2 wird auf diese beiden Prozesse näher eingegangen. Andere Forschungsprojekte werden in Abschnitt 3.7.3 vorgestellt. Abschnitt 3.7.4 liefert einen Überblick über wichtige Studien zur Bewertung von Prozessen zur Herstellung von FT-Kraftstoff.

#### **3.7.1. Prozessablauf des CHOREN-Verfahrens**

Das Carbo-V®-Verfahren der Firma CHOREN koppelt eine autotherme Niedertemperaturvergasung mit einer autothermen Flugstromvergasung<sup>47</sup>. Die in der Niedertemperaturstufe erzeugten Produkte, Pyrolysegas und -koks, werden in der Flugstromvergasung unter Eindüsung hochreinen Sauerstoffs umgesetzt. Das aus der Vergasung resultierende, nahezu teer- und methanfreie Rohgas wird nach der Abtrennung von CO<sub>2</sub> in einem Syntheseschritt zu Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffen konvertiert.

---

<sup>47</sup> Flugstromvergaser sind in Abschnitt 3.2.4.3 beschrieben, die autotherme Vergasung in Abschnitt 3.2.1.

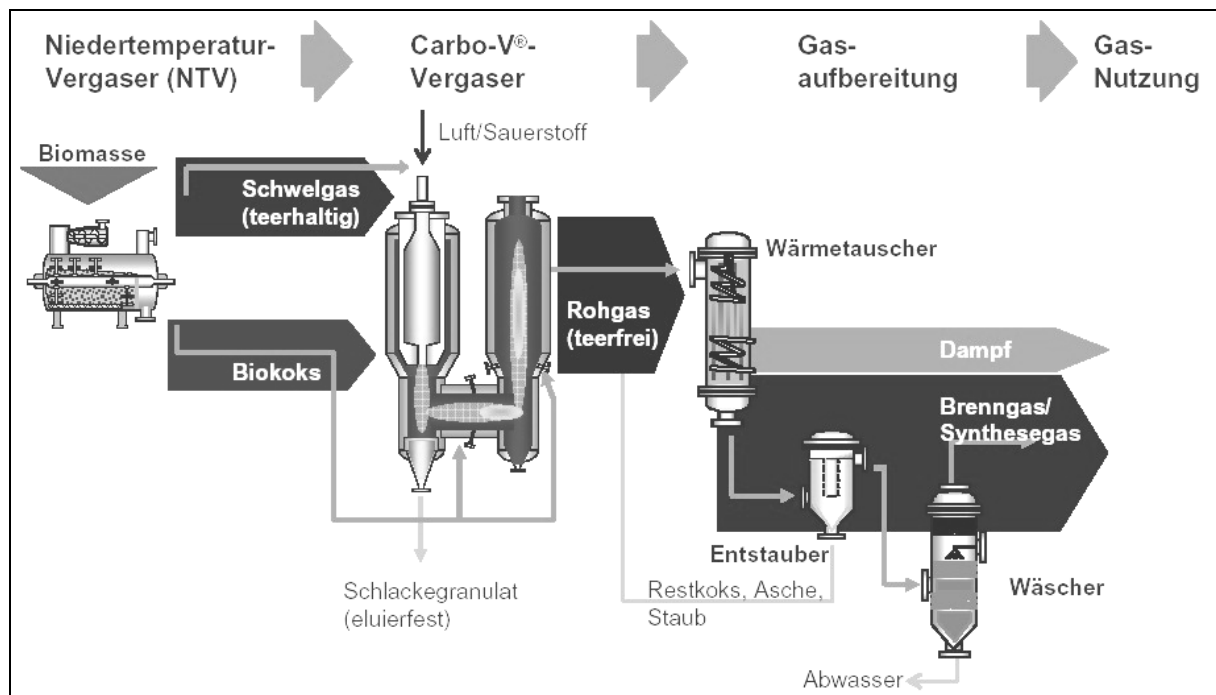


Abbildung 3.9: Verfahrensablauf des Carbo-V®-Verfahrens der Firma CHOREN [Choren, 2008]

In Abbildung 3.9 ist der Verfahrensablauf dargestellt. Der Niedertemperaturvergaser wird zunächst mit luftgetrockneter Biomasse mit einem Wassergehalt zwischen 15 und 25 % beschickt. Diese wird bei 400 - 600°C durch partielle Oxidation karbonisiert, d.h. in festen Kohlenstoff in Form von Biokoks und in ein teerhaltiges Gas, auch Schwelgas genannt, umgesetzt. Das Schwelgas wird im oberen Teil des folgenden zweistufigen Hochtemperaturvergasers bzw. Carbo-V®-Vergasers unter Eindüsung von Sauerstoff und Dampf bei 1.400 - 1.500 °C verbrannt und die resultierenden Gase als Vergasungsmittel für die im unteren Teil des Carbo-V®-Vergasers stattfindende Koksvergasung verwendet. Hierbei findet eine endotherme Reaktion des Biokoks mit Kohlendioxid und Wasserdampf statt, durch welche die Temperatur schlagartig auf 800 - 900°C absinkt und ein heizwertreiches Rohgas entsteht. Der Kohlenstoff wird dabei in Form von zu feinen Partikel zermahlenem Biokoks zugeführt. Die Asche fällt als flüssige Schlacke an und bildet eine schützende Schlackeschicht im Vergaser. Überflüssige Schlacke wird im unteren Teil des Carbo-V®-Vergasers aus dem System entfernt. Das entstandene Rohgas wird anschließend von Restkokspartikeln befreit, konditioniert und gereinigt. Die Restkokspartikel werden wieder dem Vergaser zugeführt und tragen zur Bildung der schützenden Schlackeschicht im Vergaser bei.

Das gereinigte Synthesegas kann anschließend entweder als Brenngas zur Strom-, Dampf- und Wärmeerzeugung genutzt oder zur BtL-Produktion verwendet werden. Mittels Fischer-Tropsch-Synthese und anschließender Veredelung kann SunDiesel® oder alternativ mittels Methanolsynthese Methanol produziert werden.

Im Jahre 1998 wurde eine 1 MW<sub>th</sub> Pilotanlage in Freiberg in Betrieb genommen. In einem Zeitraum von drei Jahren wurden unterschiedliche Einsatzstoffe erprobt. Das produzierte Synthesegas wurde zur Methanol- bzw. Fischer-Tropsch-Synthese eingesetzt. Derzeit wird in Freiberg auch die weltweit erste kommerzielle BtL-Anlage



von CHOREN in Betrieb genommen. Die Anlage wird 15.000 t/a BtL-Diesel produzieren. Der nächste Schritt, der Bau einer großindustriellen Anlage mit einer Kapazität von 200.000 t/a BtL-Diesel bzw. SunDiesel<sup>®</sup>, ist bereits geplant. Nach CHOREN könnte mit dem Bau der Anlage frühestens 2010 begonnen werden.

### 3.7.2. Prozessablauf des Bioliq<sup>®</sup>-Verfahrens

Im Forschungszentrum Karlsruhe wird ein neues Verfahren zur Kraftstoff- und Chemikalienherstellung aus Biomasse entwickelt. Haupteinsatzstoff ist Lignocellulose, d.h. Holz, Stroh, Heu und andere Biomasse mit ähnlicher CHO-Elementarzusammensetzung (vergleiche Abbildung 3.10). Da diese über große Flächen verteilt anfallen bzw. produziert werden und die sehr geringen Energiedichten ihren Transport unwirtschaftlich erscheinen lassen, wurde am Forschungszentrum Karlsruhe ein zweistufiges, dezentrales Verfahren entwickelt. In einem ersten Schritt wird dabei die Biomasse in dezentralen Anlagen vorbehandelt. Nach Vortrocknung der Rohstoffe auf 15 % Restfeuchte werden bei der Pyrolyse die Edukte in Form von fein gehäckseltem Getreidestroh oder trockenem Sägemehl unter Luftausschluss und bei Atmosphärendruck mit einem Wärmeträger (zum Beispiel Sand) vermischt und bei Temperaturen von etwa 500°C innerhalb einer Sekunde thermisch zersetzt („Schnellpyrolyse“). Die dabei entstehenden Pyrolysegase kondensieren anschließend zu Pyrolyseöl. Die Biomasse wird in diesem Schritt also verflüssigt. Der gleichzeitig anfallende Pyrolysekoks wird zum Teil pulverisiert und im Pyrolyseöl zu einem pumpbaren Slurry suspendiert. Der restliche Koksanteil liefert die benötigte Prozessenergie [Henrich und Dinjus, 2003].

Unter Nutzung von Größendegressionseffekten findet auf der zweiten Stufe die Weiterverarbeitung des Pyrolyseslurries in einer zentralen Großanlage statt. Dort wird das Pyrolyseslurry mittels Flugstrom-Druckvergasung (vergleiche Abschnitt 3.2.4.3) vergast. Nach Reinigung und Konditionierung des Rohsynthesegases könnte dieses im Fischer-Tropsch-Verfahren zu Kraftstoff weiterverarbeitet oder zur Herstellung von Methanol verwendet werden.

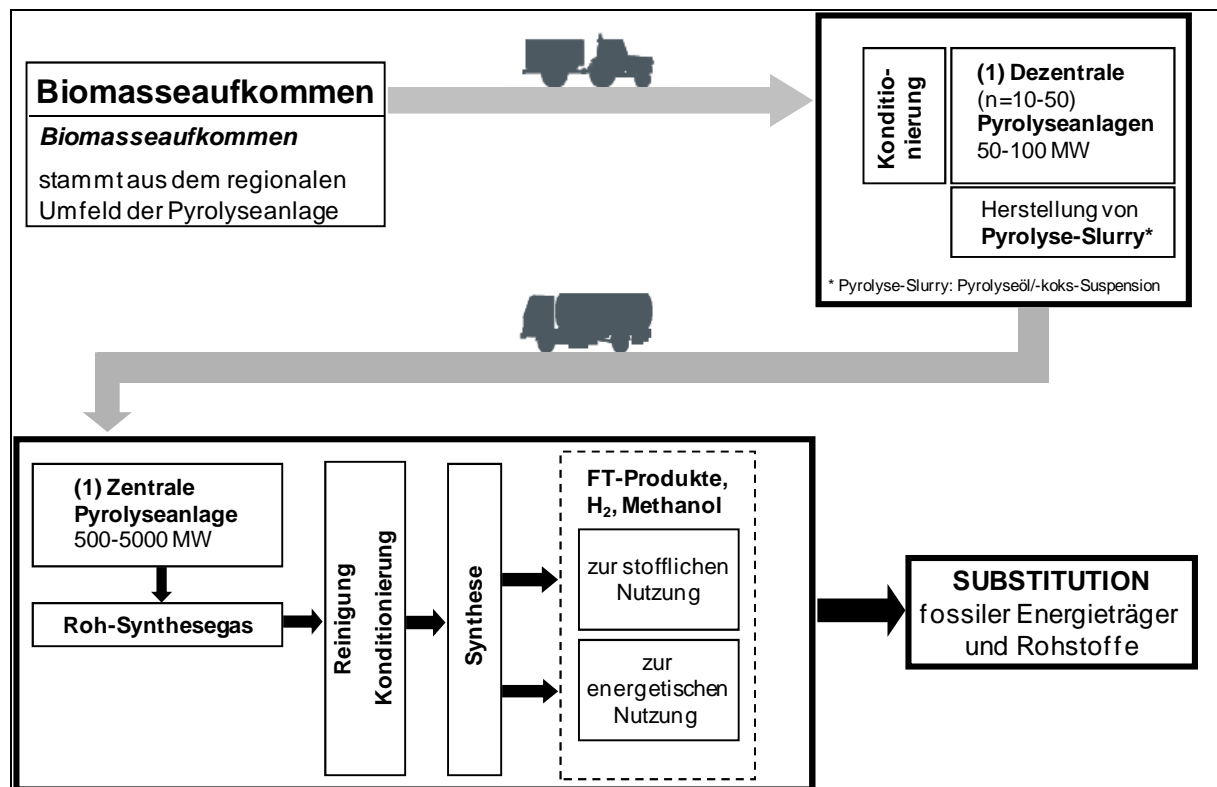


Abbildung 3.10: Zweistufiges Konzept des Bioliq®-Verfahrens des Forschungszentrums Karlsruhe [Leible et al., 2006]

### 3.7.3. Weitere Verfahren

Parallel zu den zwei vorangehenden beschriebenen Konzepten zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen forschen andere Institutionen an weiteren BtL-Verfahren. Eine kurze Übersicht dieses Forschungsprojektes wird hier gegeben.

In Rahmen des ArtFuel-Projektes der CUTEC wird die Entwicklung einer zirkulierenden Wirbelschichtvergasung mit Sauerstoff und Dampf als Vergasungsmedium untersucht. Daran schließt sich eine FT-Synthese in einem Niedertemperatur-Festbettreaktor an [Claußen et al., 2004]. Mit einer 0,4 MW<sub>th</sub> Versuchsanlage wurden erste Mengen des BtL-Kraftstoffs produziert.

Das Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (IEC) der Technischen Universität Bergakademie Freiberg untersucht die Entwicklung einer Prozesskette mit einem Wirbelschichtvergaser und einer Methanolsynthese [Dimmig und Meyer, 2004].

Außerhalb Deutschlands gibt es Aktivitäten in Güssing in Österreich. Dort befindet sich eine Biomassevergasung (allotherme zirkulierende Wirbelschicht) mit einer Kapazität von 8 MW<sub>th</sub>. Neben der kommerziellen Verstromung finden an der Anlage weiter zahlreiche experimentelle Untersuchungen statt, so auch zur FT-Synthese [Hofbauer et al., 2002].

#### 3.7.4. Studien zur Bewertung von Prozessen zur Herstellung von FT-Kraftstoff

Es gibt eine Reihe von Publikationen im Themenbereich Biokraftstoffe der zweiten Generation, welche sich allerdings jeweils schwerpunktmäßig mit ausgewählten technischen, ökonomischen sowie ökologischen Aspekten befassen.

Von besonderer Relevanz für diese Arbeit sind die folgenden Veröffentlichungen:

- Die Studie „Sekundärenergieträger aus Biomasse – Eine Analyse“ vom IEC der Universität Freiberg [Dimmig und Olschar, 2003] stellt eine technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung der Herstellung von BtL-Kraftstoffen vor. Drei Designfälle (20 MW<sub>th</sub> Anlage, 500 MW<sub>th</sub> Anlage und eine 500 MW<sub>th</sub> Anlage mit Einbindung in eine Raffinerie) werden untersucht. Für diese Fälle werden eine Stoff- und Energiebilanzierung, eine Abschätzung der Umweltauswirkungen und eine Kostenschätzung durchgeführt.
- Die Dissertation „Outlook for advanced fuels“ von C. Hamelinck [Hamelinck, 2004] stellt Ergebnisse einer Stoff- und Energiebilanzierung und eine ökonomische Bewertung von Prozessen zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen vor. Insbesondere wird der Einfluss von verschiedenen Vergasern auf der Ausbeute untersucht.
- Die Studie „Ökobilanzen zu BtL: eine ökologische Einschätzung“ vom IFEU [Reinhardt, 2006] ist eine umfassende Arbeit zur Abschätzung der Umweltwirkungen mehrerer relevanter Verfahren (Choren, FZK, TU Freiberg und TU Wien) zu BtL. Sie basiert insbesondere auf Daten über energetische und stoffliche In- und Outputs, die von den Entwicklern der Verfahren geliefert wurden.
- Die Zusammenfassung der Studie “Biomass to Liquid – BtL Realisierungsstudie“ der DenA [DenA, 2006] gibt verschiedene Informationen über eine ökonomische Bewertung von verschiedenen Verfahren zur BtL-Herstellung.
- Die Studie „Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Biokraftstoffe auf Basis fester Biomasse in Nordrhein-Westfalen“ vom Wuppertal Institut und dem Forschungszentrum Jülich [Arnold et al., 2006] beinhaltet eine Verfahrensanalyse ausgewählter BtL-Verfahren und eine ökonomische Bewertung. Darüber hinaus wird das Biomassepotenzial des Bundeslandes im Hinblick auf eine mögliche Realisierung einer Anlage hin untersucht.
- Die Studie „Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – eine systemanalytische Untersuchung“ vom FZK Karlsruhe [Leible et al., 2007] hat zum Ziel, das vom Forschungszentrum Karlsruhe unter dem Namen bioliq<sup>®</sup> verfolgte BtL-Verfahrenskonzept zur Kraftstofferzeugung aus Biomasse in sein technisches, ökonomisches und umweltrelevantes Umfeld einzuordnen und zu bewerten. Das Biomasseaufkommen in Baden-Württemberg wurde im Hinblick auf die

Realisierung einer Biomassebereitstellungsanlage für 1.000.000 Mg Biomasse untersucht.

Die vorliegende Arbeit liefert dagegen einen Ansatz, der die verschiedenen technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte der BtL-Kraftstoffproduktion berücksichtigt und dabei die gesamte Prozesskette einschließt sowie eine mögliche Umsetzung über eine Standortplanung bewertet. Dazu wird im folgenden Kapitel eine Prozesskette zur Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse identifiziert, die im Rahmen dieser Arbeit exemplarisch untersucht wird.

#### **4. Identifikation einer Prozesskette zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse**

Für die Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse können verschiedene Biomassearten eingesetzt werden. Dabei wird beim Einsatz von Grünabfällen und biogenen Reststoffen, z.B. in Form von Waldrestholz oder Reststroh eine Konkurrenz mit der Lebensmittelherstellung ausgeschlossen. Das Potenzial an biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und in Baden-Württemberg wird im folgenden Abschnitt untersucht und darauf aufbauend die in dieser Arbeit untersuchten Biomassearten sowie die Kapazität einer möglichen Prozesskette festgelegt.

Wie im vorangegangenen Kapitel aufgezeigt wurde, existieren für die Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse grundsätzlich eine Vielzahl von Verfahrensalternativen und -varianten. Jedoch sind nicht alle im großtechnischen Maßstab realisierbar. So ist z.B. die Festbettvergasung nur für Anlagen kleiner Kapazität geeignet. Auf Basis dieser Gegebenheiten wird im Abschnitt 4.2 eine Verfahrenskette, für welche eine Bewertung im Rahmen dieser Arbeiten erfolgen soll, identifiziert und festgelegt. Darauf aufbauend werden schließlich im Abschnitt 4.3 die in dieser Arbeit betrachteten Szenarien, die sich aus der der Art der Anlagenanordnung ergeben (zentrale und dezentrale Konzepte), vorgestellt.

##### **4.1. Betrachtete Biomassearten für die Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen**

Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, werden für die Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation lignozellulosehaltige Rohstoffe wie Grünabfälle und Reststoffe aus Holz oder Stroh eingesetzt. Im folgenden Abschnitt werden zunächst Potenzialbegriffe definiert und dann das technische Potenzial an sämtlichen biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und in Baden-Württemberg aufgezeigt. Abschließend werden die jährlich nutzbaren Waldrestholz- und Reststrohaufkommen für Baden-Württemberg abgeleitet.

###### **4.1.1. Definition der Potenzialbegriffe**

Um die vorhandenen Potenziale der energetischen Biomassenutzung zu bestimmen, werden im Folgenden die relevanten Potenzialbegriffe erläutert [Kaltschmitt und Hartmann, 2001].

Das *theoretische Potenzial* beschreibt das Energieangebot aus erneuerbaren Energien, das in einer bestimmten Region innerhalb eines Zeitraums theoretisch physikalisch nutzbar ist (z.B. die in der gesamten Pflanze gespeicherte Energie). Somit wird eine Obergrenze des theoretisch realisierbaren Beitrags zur Energiebereitstellung definiert. Dieser Potenzialbegriff ist im Rahmen dieser Arbeit nicht anwendbar, da einer praktischen Nutzung unüberwindbare technische, ökologische, strukturelle sowie administrative Schranken entgegen stehen.

Das *technische Potenzial* bezeichnet den Anteil des theoretischen Potenzials, der mit Bezug auf gegebene technische und strukturelle Restriktionen sowie die gesetzliche

Vorgaben realisierbar ist. Dieses Potenzial stellt damit den zeit- und ortsabhängigen, technisch möglichen Beitrag zur Nutzung regenerativer Energien dar und ist geringen zeitlichen Schwankungen unterworfen.

Das *wirtschaftliche Potenzial* wird als Anteil des technischen Potenzials bezeichnet, der im unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten erschlossen werden kann. Da sich die Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials nicht einheitlich festlegen lässt und zudem laufenden Veränderungen unterliegt (z.B. Schwankung von Preisen, steuerliche Änderungen) wird es im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet

Im Folgenden soll daher unter Potenzial ausschließlich das technische Potenzial verstanden werden.

#### 4.1.2. Potenzial an biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und Baden-Württemberg

Deutschlandweit standen in 2002<sup>48</sup> rund 70 Mio. Mg. organische Trockensubstanz (oTS) biogener Reststoffe und Abfälle zur energetischen Nutzung zur Verfügung. Im Rahmen dieser Arbeit soll beispielhaft die spezifische Situation Baden-Württembergs untersucht werden. Der Anteil Baden-Württembergs an der Gesamtmenge beträgt dabei ca. 11 %, also etwa 8 Mio. Mg oTS. [Leible et al., 2005]

Die Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 zeigen das Potenzial an biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und in Baden-Württemberg für das Jahr 2002.

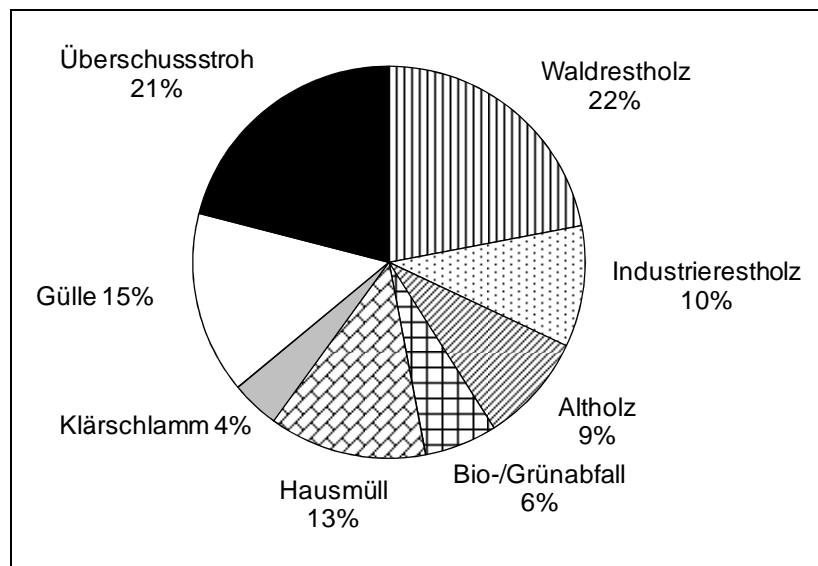
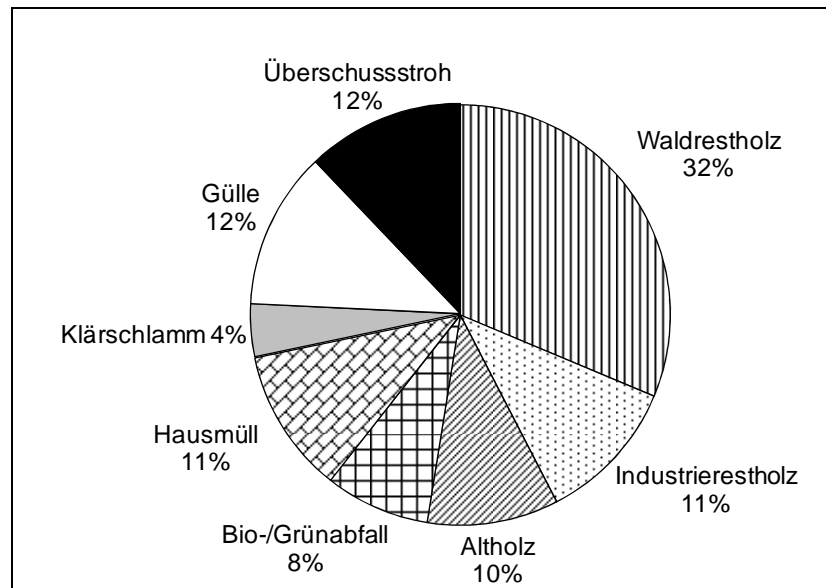


Abbildung 4.1: Biogene Rest- und Abfallstoffe in Deutschland in 2002 [Leible et al., 2005]

<sup>48</sup> Es wird im Weiteren davon ausgegangen, dass die Aufteilung des Jahres 2002 repräsentativ ist.



**Abbildung 4.2: Biogene Rest- und Abfallstoffe in Baden-Württemberg in 2002**  
[Leible et al., 2005]

Aus der Abbildung wird deutlich, dass die Land- und Forstwirtschaft mit Waldrestholz und Strohüberschuss sowohl in Deutschland als auch in Baden-Württemberg mit zusammen jeweils 43 % die größten Anteile im Vergleich zu den anderen Reststoffarten bereitstellt. Diese beiden Biomassearten haben darüber hinaus gegenüber den anderen den Vorteil, homogen zusammengesetzt zu sein. Industrieholz und Altholz weisen beispielsweise Rückstände an Lacken und Farben oder Leim auf. Weiterhin eignet sich Gülle aufgrund des großen Wasseranteils besser zur Biogasherstellung. Die mögliche Realisierung einer Anlage zur Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse wird sich daher im Rahmen dieser Arbeit auf Reststroh und Waldrestholz beziehen. Im nächsten Abschnitt wird deren Aufkommen in Baden-Württemberg abgeschätzt, um die Kapazität der betrachteten Anlage zu bestimmen.

#### 4.1.3. Abschätzung des Waldrestholz- und Reststrohaufkommens in Baden-Württemberg

##### 4.1.3.1. Waldrestholz

Die Nutzung von Waldholz zur stofflichen oder energetischen Verwertung muss im Rahmen einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung erfolgen. Dabei darf die maximale Holzmenge, die dem Wald entnommen wird, den jährlichen Zuwachs, der bei etwa 3,5 - 4 % des Bestands liegt, nicht überschreiten.

Das Waldrestholzpotenzial steht in Baden-Württemberg mit einem Anteil von 17 % (in 2005) am Bioenergiepotenzial nach den Energiepflanzen an zweiter Stelle [MLR, 2006]. Unter Waldrestholz sind dabei insbesondere Holzreste und Baumbestandteile, die nach einem Stammholzeinschlag in der Regel im Bestand verbleiben, zu verstehen. Dabei handelt es sich um Reisig, Rinde und das nicht verwertete Holz inklusive des entsprechenden Rindeanteils [Dieter et al., 2001].

Für die Berechnung des Waldrestholzaufkommens in Baden-Württemberg wird die Abschätzung des Waldrestholzaufkommens in [Leible et al., 2005] zu Grunde gelegt. Darin wird für Baden-Württemberg ein Potenzial von ca. 1,7 Mio. Mg TM pro Jahr geschätzt. Bei einer Waldfläche in Baden-Württemberg von etwa 1,3 Mio Hektar ergibt sich somit eine durchschnittliche Aufkommensdichte von 1,3 Mg TM/ha.

Auf dieser Basis wird das landkreisspezifische nutzbare Waldrestholzaufkommen abgeschätzt. Dafür werden aus der aktuellen Bundeswaldinventur die Vorratsangaben (Waldfläche pro Landkreis) für das Jahr 2002 (vergleiche Anhang D) mit der berechneten durchschnittlichen Aufkommensdichte multipliziert. Aus den 35 Landkreisen Baden-Württembergs werden dann in Abhängigkeit der Größe des jeweiligen Landkreises ein bis vier repräsentativen Gemeinden ausgewählt, auf die das Rohstoffaufkommen in gleichen Teilen aufgeteilt wird. Hierbei ergeben sich 87 Gemeinden für die jeweils das Waldrestholzaufkommen geschätzt wird. Diese Information dient als Input für die im Rahmen der Standortplanung (vergleiche Kapitel 8) untersuchte mögliche Realisierung einer Anlage für die Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse in Baden-Württemberg.

#### 4.1.3.2. Reststroh

Im Sinne des Kreislaufgedankens ist der Verbleib von Getreidestroh auf dem Feld, sowohl für den Ausgleich der Humusbilanz als auch für die Rücklieferung von Nährstoffen, äußerst positiv zu bewerten. Auch in der Viehhaltung hat Stroh eine wesentliche Funktion als Einstreu. Darüber hinaus ergibt sich die Überschuss- bzw. Reststrohmenge nach dem Abzug der notwendigen Strohmenge, die zur Humusbildung in die Boden eingearbeitet oder als Einstreu in Viehställen dienen.

Basis bei der Abschätzung des energetisch nutzbaren Reststrohpotenzials im Rahmen dieser Arbeit sind Daten des Statistischen Landesamt Baden-Württemberg. Dabei werden die landkreisspezifischen Anbauflächen für Getreide<sup>49</sup> für das Stichjahr 2003 unterstellt (vergleiche Anhang D). In Anlehnung an [Leible et al., 2005] wird weiterhin der Mittelwert der Hektarerträge aus den Jahren 1999 bis 2003 in Höhe von 5,8 Mg FM/ha angenommen. Auf dieser Basis wird die anfallende Brutto-Strohmenge ermittelt. Um die energetisch nutzbare Strohmenge zu berechnen, ist jedoch, wie oben dargestellt, die für Einstreu und Fütterung notwendige Menge abzuziehen. In [Leible et al., 2005] wird mit etwa 130 kg Stroh pro Großvieheinheit für die Viehhaltung gerechnet. Hieraus ergibt sich unter Berücksichtigung des Gesamtbestands an Großvieh in Baden-Württemberg die Netto-Reststrohmenge. Unter Berücksichtigung der Humusbilanz steht von dieser Menge ein Anteil von 50 % - 70 % zum Zwecke der Energieproduktion zur Verfügung. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher angenommen, dass 60 % der Strohpotenziale der einzelnen Landkreise Baden-Württembergs zu energetischen Zwecken zur Verfügung stehen. Daraus ergibt sich für Baden-Württemberg ein energetisch nutzbares Reststrohaufkommen von ca. 1,0 Mio. Mg TM Reststroh. Diese Menge wird in Relation der

---

<sup>49</sup> Dabei werden die Anbauflächen für Weizen (alle Sorten), Roggen, Triticale, Wintergerste, Sommergerste und Hafer zusammengefasst.



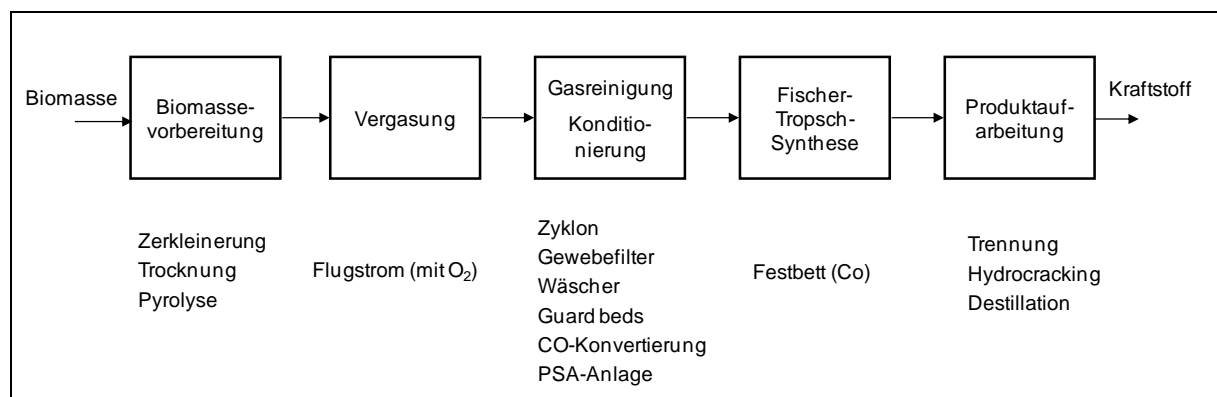
landkreisspezifischen Anbauflächen zunächst auf die einzelnen Landkreise aufgeteilt und dann analog zur Vorgehensweise bei Waldrestholz für die 87 repräsentativen Gemeinden berechnet. Diese Informationen dienen wiederum analog zu Waldrestholz als Input für die Standortplanung zur möglichen Realisierung einer Anlage für die Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse in Baden-Württemberg (vergleiche Kapitel 8).

#### 4.1.3.3. Schlussfolgerungen

Das theoretische Potenzial an Waldrestholz in Baden-Württemberg beträgt ca. 1,7 Mio. Mg TM pro Jahr, beziehungsweise für Reststroh ca. 1,0 Mio. Mg TM. Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen dieser Arbeit als realistische Größenordnung für eine mögliche Umsetzung in Baden-Württemberg eine Inputmenge von 1 Mio. Mg Biomasse mit 15 % Wassergehalt gewählt.

## 4.2. Identifikation einer Prozesskette

Auf Basis der in Kapitel 3 (vergleiche Abbildung 3.1) dargestellten Beschreibung der allgemeinen Prozessstufen zur Herstellung synthetischer Biokraftstoffe und vor dem Hintergrund der aufgezeigten Verfahrensalternativen und -varianten wird im folgenden eine Prozesskette zur Fischer-Tropsch-Kraftstoffherstellung aus Biomasse identifiziert.



**Abbildung 4.3: Schematische Darstellung der Prozesskette des Basisverfahrens**

Dabei kann für die Ausgestaltung einer solchen Prozesskette mit dem Ziel einer großtechnischen Realisierung eine Vielzahl von Verfahrensalternativen und -varianten identifiziert werden. Abbildung 4.3 zeigt die Verfahrenskette, die in dieser Arbeit als Basisverfahren angeführt wird. Die Biomasse ist dabei zunächst zu zerkleinern und zu trocknen, um optimale Bedingungen für eine Schnellpyrolyse zu erreichen. Der hergestellte Slurry wird in einem Flugstromreaktor unter hohem Druck (25 bar) und hoher Temperatur (1.300 °C) vergast und dabei wird ein teerfreies Synthesegas erzeugt. Um die Anforderungen der Fischer-Tropsch-Synthese (vergleiche Abschnitt 3.5) zu erfüllen, wird das Synthesegas mit Hilfe konventioneller Niedertemperatur-Gasreinigungsverfahren von Schadstoffen gereinigt. Hierzu werden die Verfahrensstufen Zyklon, Filter und Gaswäsche eingesetzt. Um das für eine optimale Synthese benötigte H<sub>2</sub>/CO Molenverhältnis von 2:1 einzustellen,

schließt sich eine CO-Konvertierung an. Nach der FT-Synthese in einem Festbettreaktor mit Kobalt-Katalysator werden die flüssigen Syntheseprodukte durch Destillation in die Fraktionen Wachse, Diesel und Benzin getrennt. Die aus der Synthese gewonnenen Wachse werden über einen Hydrocracker ebenfalls zu Diesel und Benzin umgesetzt, was zu einer deutlichen Erhöhung der Kraftstoffausbeute führt.

### 4.3. Untersuchte Szenarien

Verschiedene Szenarien werden mit Hilfe der techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung untersucht. Die Unterschiede zwischen den Szenarien beziehen sich auf die Anlagenanordnung. Dabei wird neben einer zentralen Anordnung aller Anlagen an einem Standort der Fall einer dezentralen Pyrolyse (einschließlich Zerkleinerung und gegebenenfalls Trocknung) betrachtet. In Abhängigkeit der Anzahl an dezentralen Pyrolysestandorten werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit vier verschiedene Szenarien betrachtet:

- Szenario *zentrale Vorbereitung*: Die Biomasse wird per Sattelzug-LKW aus einem Einzugsbereich von 75 km zur zentralen Pyrolyse- und Vergasungsanlage transportiert (vergleiche Abbildung 4.3).
- Szenario *dezentrale Vorbereitung – 2 Standorte*: Die Biomasse wird aus einem Einzugsbereich von 50 km per Sattelzug-LKW zu zwei dezentralen Pyrolyseanlagen transportiert. Der hergestellte Slurry wird dann über eine Distanz von 50 km in einem Tankwagen zur zentralen Vergasungsanlage transportiert (vergleiche Abbildung 4.4).
- Szenario *dezentrale Vorbereitung – 10 Standorte*: Die Biomasse wird aus einem Einzugsbereich von 25 km per Sattelzug-LKW zu 10 dezentralen Pyrolyseanlagen transportiert. Der hergestellte Slurry wird ebenfalls über eine Distanz von 50 km in einem Tankwagen zur zentralen Vergasungsanlage transportiert (vergleiche Abbildung 4.4).
- Szenario *dezentrale Vorbereitung – 20 Standorte*: Die Biomasse wird direkt per Schlepper aus einem Einzugsbereich von 15 km zu 20 dezentralen Pyrolyseanlagen transportiert. Der hergestellte Slurry wird wiederum über 50 km in einem Tankwagen zur zentralen Vergasungsanlage transportiert (vergleiche Abbildung 4.4).

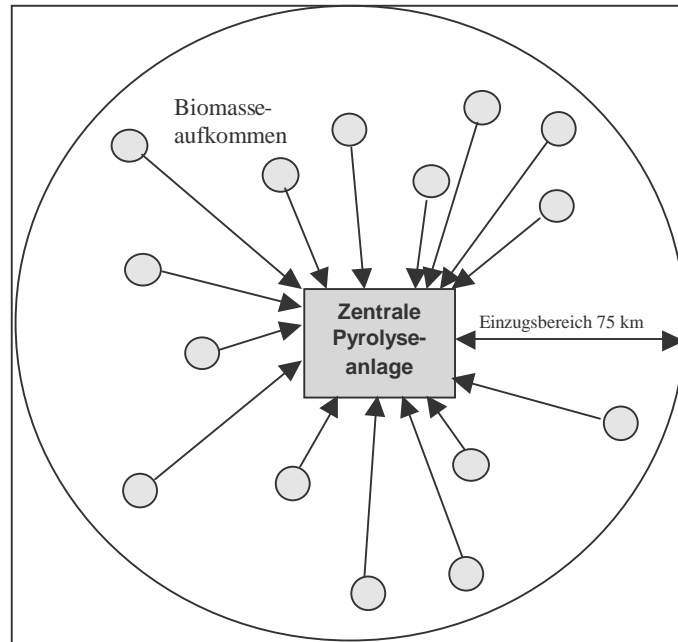


Abbildung 4.4: Szenario zentrale Biomassevorbereitung

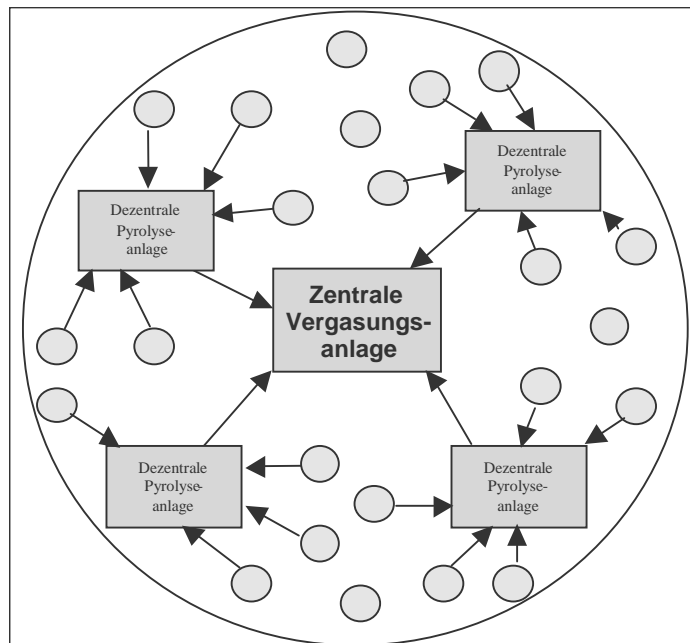


Abbildung 4.5: Szenario dezentrale Biomassevorbereitung

## **5. Stoff- und Energiebilanzierung einer Prozesskette zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen**

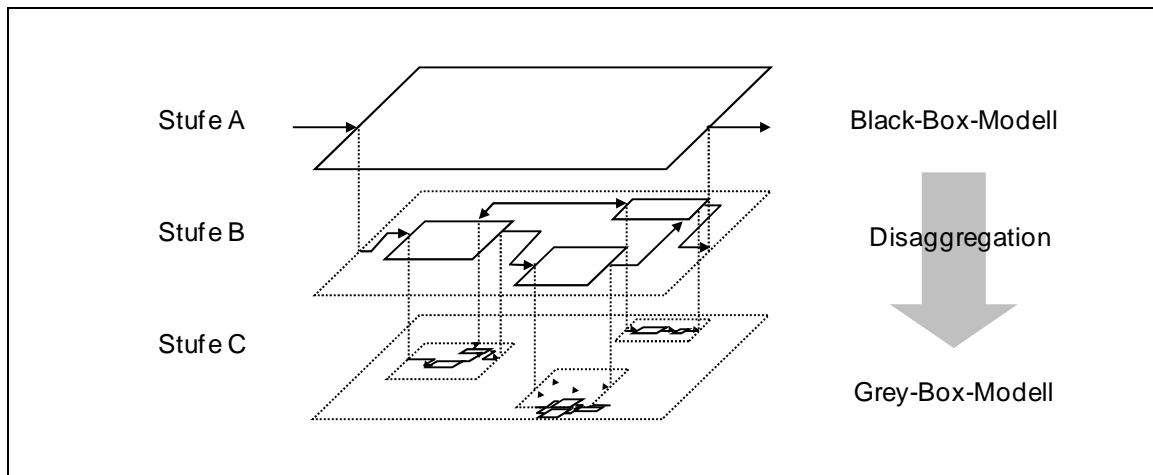
Das im vorangegangenen Kapitel vorgestellte Basisverfahren soll im vorliegenden Kapitel mit Hilfe einer Stoff- und Energiebilanzierung beschrieben und ausgearbeitet werden. Voraussetzung dafür ist eine Abbildung der einzelnen Produktionsprozesse. Daher werden zunächst unterschiedliche Ansätze zur Abbildung von stoffstrombasierten Produktionssystemen und die damit verbundenen Vor- und Nachteile vorgestellt (Abschnitt 5.1). Im Anschluss wird in Abschnitt 5.2 die Flowsheet-basierte Prozesssimulation eingesetzt, um die Verfahrenskette zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen abzubilden. Ergebnisse der Bilanzierung sind insbesondere Daten zur Anlagendimensionierung, die Mengen erforderlicher Roh- und Betriebsstoffe sowie Energieverbräuche. Diese Werte werden für die betrachtete Prozesskette in Abschnitt 5.3 dargestellt. Darüber hinaus dienen diese Ergebnisse als Inputdaten für die ökonomische und ökologische Bewertung des Basisverfahrens, welche im Kapitel 6 und Kapitel 7 erfolgt.

### **5.1. Methodisches Vorgehen der Stoff- und Energiebilanzierung**

Im Mittelpunkt der vorliegenden Arbeit steht die Stoff- und Energieflussmodellierung einer Prozesskette zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen. Zur Abbildung der Prozesskette soll zuerst der Detaillierungsgrad der Prozessbeschreibung bestimmt werden. Verschiedene Aggregationsebenen der Prozessabbildung sind möglich und werden im nächsten Abschnitt vorgestellt. Danach soll auf ingenieurwissenschaftliche Ansätze zur Abbildung stoffstrombasierter Produktionssysteme näher eingegangen werden. Einer dieser Ansätze, die Fließschema-basierte Simulation, wird für die Modellierung der Prozesskette ausgewählt und anhand seines prinzipiellen Aufbaus und der Funktionsweise beschrieben.

#### **5.1.1. Aggregationsebenen der Prozessabbildung**

Der Abstraktionsgrad der Prozessabbildung ist ein wichtiger Parameter, um einerseits die wesentlichen Determinanten der Prozesse adäquat abzubilden und andererseits einen vernünftigen Modellierungsaufwand sowie die Lösbarkeit der resultierenden Modelle sicherzustellen (vergleiche [Penkhun, 1997] und [Daenzer und Huber, 1999]). Ein Black-Box-Ansatz, d.h. eine aggregierte Betrachtung eines Produktionsprozesses, führt zwar zu übersichtlichen und einfach lösbaren Modellen, jedoch muss eine problemadäquate Abbildungsgenauigkeit sichergestellt werden. Bei White-Box-Modellen hingegen werden die Prozesse vollständig disaggregiert, so dass eine detailgenaue Abbildung erreicht wird. Damit steigt allerdings der Modellierungsaufwand und die Lösbarkeit des resultierenden Modells kann problematisch werden. Modelle, die sich auf der Aggregationsskala zwischen einem reinen Black- oder White-Box-Modell befinden, heißen Grey-Box-Modelle. Sie ermöglichen einen Kompromiss zwischen Modellierungsaufwand, Detaillierungsgrad und Aussagekraft der erzielbaren Ergebnisse. Die verschiedenen Aggregationsebenen sind in Abbildung 5.1 dargestellt.



**Abbildung 5.1: Aggregationsebenen der Prozessabbildung [Penkhun, 1997], [Daenzer und Huber, 1999]**

### 5.1.2. Ingenieurwissenschaftliche Ansätze zur Abbildung stoffstrombasierter Produktionssysteme

In der Praxis werden stoffstrombasierte Prozesse häufig durch die analytische Modellierung der physikalisch-chemischen Gesetzmäßigkeiten abgebildet. Da diese Prozesse in den meisten Fällen sehr komplex sind, kann die Modellierung sehr aufwändig werden. Andere Werkzeuge für die Abbildung sind:

- Material- und Energiebilanzierung,
- feste Verteilungskoeffizienten,
- Regressionsanalysen sowie
- Simulation mit Flowsheeting-Systemen.

Diese Ansätze werden in den folgenden Abschnitten kurz beschrieben. Weitere Informationen sind in [Schultmann, 2003] und [Fröhling, 2006] zu finden.

#### 5.1.2.1. Modellierung auf Basis von Material- und Energiebilanzen

Material- und Energiebilanzen bilden die Grundlage für die Erstellung von Prozessmodellen und somit auch für die systematische Beschreibung von Produktionssystemen in der Verfahrenstechnik. Die Bilanzierung beruht auf den physikalischen Erhaltungssätzen für Masse und Energie. Im verfahrenstechnischen Sinne bedeutet die Stoff- und Energiebilanzierung die Erfassung der Stoff- und Energieströme, die in ein System eintreten, innerhalb des Systems auftreten und aus diesem austreten [Schütt et al., 1990].

Die Modellierung auf Grundlage der Material- und Energiebilanzierung erfordert keinen hohen Detaillierungsgrad und kann somit als Black-Box-Modell angesehen werden. Die Erstellung solcher Bilanzen kann jedoch sehr aufwändig werden, falls eine Gesamtmateriale Bilanz erstellt werden soll. Zudem kann es bei der empirischen

Ermittlung der Material- und Energiebilanzen z.B. durch Messfehler zu Datenunsicherheiten und somit zu ungenauen bis fehlerhaften Bilanzen kommen.

Da es für die im Rahmen dieser Arbeit zu betrachtende Prozesskette keine großtechnische Realisierung gibt, stehen keine Material- und Energiebilanzen für die verschiedenen Schritte der Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse zur Verfügung.

#### 5.1.2.2. Modellierung auf Basis fester Verteilungskoeffizienten

Bei der Stoffstrommodellierung über feste Verteilungskoeffizienten wird ein Verteilungsvektor verwendet, um die Verteilung der Stoffstromkomponenten im Inputstrom eines Aggregats auf verschiedene Outputströme zu berechnen. Werden z.B.  $j$  Outputströme betrachtet, kann der Verteilungsvektor  $v_i$  für die Stoffstromkomponente  $i$  wie folgt angegeben werden:

$$v_i = \begin{pmatrix} \dot{m}_{i,1}^{out} / \dot{m}_i^{in} \\ \dot{m}_{i,2}^{out} / \dot{m}_i^{in} \\ \vdots \\ \dot{m}_{i,j}^{out} / \dot{m}_i^{in} \end{pmatrix}$$

mit:

$\dot{m}_{i,j}^{out}$  Massenstrom der Stoffstromkomponenten  $i$  im Outputstrom  $j$

$\dot{m}_i^{in}$  Massenstrom der Stoffstromkomponenten  $i$  im Inputstrom.

Die Verteilungskoeffizienten lassen sich empirisch durch das Erstellen von Massenbilanzen für die betrachteten Aggregate bestimmen. Da die Verteilungskoeffizienten fest sind, ist dieser Ansatz lediglich für stationäre Betriebszustände und gleichbleibende Zusammensetzungen der Inputstoffströme geeignet. Für das betrachtete System sind diese Voraussetzungen nicht erfüllt.

#### 5.1.2.3. Modellierung auf Basis von Regressionsanalysen von Betriebsdaten

Zur Abbildung von verfahrenstechnischen Prozessen werden häufig Regressionsanalysen verwendet. Dabei wird auf Basis einer Analyse von empirisch ermittelten Betriebsdaten ein funktionaler Zusammenhang zwischen der zu beschreibenden (endogenen) Größe  $y$  und  $k=1, \dots, n$  erklärenden (exogenen) Größen  $x_1, \dots, x_k$  ermittelt. Zur Berechnung des Zusammenhangs zwischen den erklärenden und beschreibenden Größen muss eine Annahme bezüglich des funktionalen Charakters getroffen werden. Im Falle der Annahme einer linearen Abhängigkeit führt das zu folgender Gleichung:

$$y = \alpha + \beta_1 \cdot x_1 + \beta_2 \cdot x_2 + \dots + \beta_k \cdot x_k + \varepsilon \quad (5.1)$$

mit:

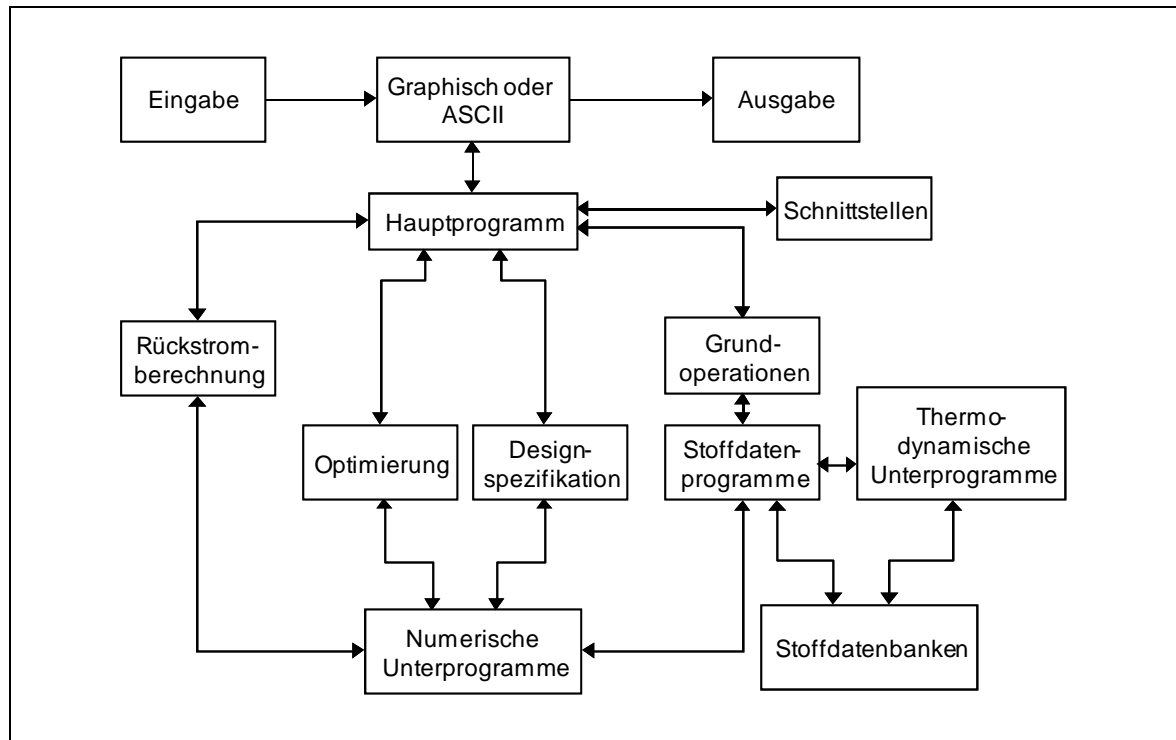
$y$	endogene Variable
$x_1, \dots, x_K$	exogene Variable
$\alpha, \beta_j, j \in \{0, \dots, K\}$	Regressionskoeffizienten
$\varepsilon$	Abweichung (Fehler).

Regressionsrechnungen können die funktionalen Zusammenhänge zwischen Input- und Outputstoffströmen bezogen auf Massen, Energiemengen, chemische Zusammensetzungen oder auch technische Parameter abbilden. Dabei wird vorausgesetzt, dass die zu Grunde liegenden exogenen Variablen normalverteilt und unabhängig voneinander sind. Da insbesondere die Unabhängigkeit, z.B. von Konzentrationen in einem Massestrom, bei verfahrenstechnischen Prozessen nicht zwangsläufig gewährleistet ist, stößt dieser Ansatz in der Anwendbarkeit auf Grenzen. Darüber hinaus gibt es für die zugrunde gelegten funktionalen Zusammenhänge nicht immer eine verfahrenstechnische Erklärung bzw. können diese teilweise auch chemisch-physikalischen Gesetzen widersprechen.

#### 5.1.2.4. Flowsheet-basierte Prozesssimulation

Die einzelnen Prozessschritte verfahrenstechnischer Systeme und die diese verknüpfenden Stoff- und Energieströme werden üblicherweise durch Fließbilder (Flowsheets) dargestellt. Da aufgrund der großen Anzahl unterschiedlicher Prozesselemente sowie komplexer Anlagenstrukturen ein sehr großer Aufwand für die Bilanzierung gesamter Anlagen und Verfahren notwendig ist, bietet sich der Einsatz kommerzieller Fließschemasysteme an, die unterschiedliche Grundtypen von Prozesselementen sowie chemisch-physikalische Parameter in Stoffdatenbanken zur Verfügung stellen. Neben den Stoff- und Energiebilanzen können für die modellierten Prozesse Stoffzusammensetzungen und sich einstellende Parameter wie Druck oder Temperatur berechnet werden.

Fließschemasysteme arbeiten mit zwei unterschiedlichen Lösungsverfahren, dem *sequenziell modularen* und dem *simultanen (gleichungsorientierten)* Ansatz. Beim *sequenziell modularen* Ansatz werden die Prozesse mit Hilfe von Grundoperationen wie z.B. Mischen, Trennen, etc. beschrieben. Die einzelnen Grundoperationen werden dann gemäß der Flussrichtung des Fließschemas berechnet, wobei die Berechnung im Falle von Rückführungen iterativ erfolgt. Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes ist die Nachvollziehbarkeit des Simulationsablaufes. Damit können Simulationsfehler genau lokalisiert werden [Futterer et al., 1990].



**Abbildung 5.2: Aufbau sequenziell modularer Flowsheeting-Programme [Lohe und Futterer, 1995]**

Der Aufbau sequenziell modularer Fließschema-Programme ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Dabei bildet das sogenannte Hauptprogramm das zentrale, d.h. die Berechnung des Flowsheets koordinierende Element. Um die Berechnungen auszuführen, ruft das Hauptprogramm verschiedene Unterprogramme auf. Dazu stehen neben verfahrenstechnischen Grundoperationen Berechnungsalgorithmen und Methoden zur Bestimmung der Stoffdaten, und zur Berechnung von thermodynamischen Größen sowie den auftretenden Rückströmen zur Verfügung. Die Unterprogramme wiederum greifen auf Stoffdatenbanken, die beispielsweise Reinstoffdaten oder Mischungsparameter enthalten, zu. Designspezifikationen bieten die Möglichkeit, Vorgaben im System (z.B. Temperatur in einem Reaktor) zu modifizieren, um deren Einfluss auf die Ausgabe zu untersuchen. Die Ein- und Ausgabe des Flowsheets erfolgt meist über eine graphische Benutzeroberfläche oder programmspezifische Schnittstellen.

Beim *simultanen (gleichungsorientierten)* Ansatz werden die Stoff- und Energiebilanzen der einzelnen verfahrenstechnischen Komponenten mit Verknüpfungsvariablen der Prozessstruktur in einer Matrix zusammengefasst und simultan gelöst. Da hierbei die Variablen des Systems nach einer geeigneten Zerlegung in einer mathematisch günstigen, nicht durch das Fließbild vorgegebenen Reihenfolge bestimmt werden können, hat dieser Ansatz i. d. R. günstigere Konvergenzeigenschaften als der sequenziell modulare. Dagegen sind Nachvollziehbarkeit und Fehlersuche bei dieser Vorgehensweise schwieriger [Futterer et al., 1990].

Die Prozesssimulation der Herstellung von BtL-Kraftstoffen im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird auf Basis des sequenziell modularen Ansatzes



durchgeführt, da sich dieser insbesondere im Bereich der techno-ökonomischen Modellierung von metallurgischen Prozessen als geeignet erwiesen hat [Schultmann, 2003], [Fröhling, 2006].

Vor dem Hintergrund unterschiedlicher Aufgabenstellungen sind heute mehrere kommerzielle Flowsheeting-Systeme im Einsatz. Dabei wurden die Simulationssysteme PyroSim und Metsim schwerpunktmäßig zur Modellierung metallurgischer Prozesse entwickelt (vergleiche [Engels, 2003]). Weitere Programme sind CHEMCAD ([ChemCad, 2008]) und DESIGN II ([WinSim Inc., 2008]). Das System ASPEN Plus<sup>®</sup> wurde zur Analyse von Prozessen zur Umwandlung fossiler Energieträger entwickelt und angewendet. Es ist aber auch zur Abbildung anderer verfahrenstechnischer Prozesse gut geeignet. So wurde es beispielsweise auch für die Simulation metallurgischer (vergleiche [Sieverdingbeck, 2001], [Engels et al. 2000] und [Rentz et al., 2006]) sowie energietechnischer Prozesse erfolgreich eingesetzt (vergleiche [Schleef, 1999], [Giglmayr, 2001], [Frank, 2003]).

Aufgrund dieser Anwendungsvielfalt wurde ASPEN Plus<sup>®</sup> für die Modellierung von Verfahren zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen ausgewählt. Das Simulationssystem wird im Folgenden näher vorgestellt.

### 5.1.3. Grundlagen der Modellierung mit ASPEN Plus<sup>®</sup>

ASPEN Plus<sup>®</sup> ist ein sequenziell modulares Flowsheeting-Programm (vergleiche Abbildung 5.2) zur Simulation von verfahrenstechnischen Prozessen. Im Folgenden werden zunächst die Abbildung von Stoff- und Energieströmen mit diesem Programm und im Anschluss daran die wichtigsten Grundoperationen vorgestellt.

#### 5.1.3.1. Abbildung von Stoff- und Energieströmen

Ausgangspunkt der Abbildung von Stoff- und Energieströmen mit ASPEN Plus<sup>®</sup> ist die Definition einer Komponentenliste, die alle innerhalb des zu modellierenden Systems relevanten chemischen Elemente und Verbindungen beinhaltet. Stoffströme werden durch Vektoren dargestellt, welche die Massen- oder Molanteile der einzelnen Komponenten beinhalten. Temperatur und Druck sowie die eingehenden Massen- oder Molströme werden fest vorgegeben. Diese Ströme dienen als Input für sogenannte Grundoperationen (Unit Operations), mit welchen die Outputströme berechnet werden. Die zur Abbildung der BtL-Prozesse in dieser Arbeit benutzten Grundoperationen werden im folgenden Abschnitt beschrieben.

#### 5.1.3.2. Grundoperationen

In ASPEN Plus<sup>®</sup> sind mehr als 60 verfahrenstechnische Grundoperationen (Unit Operations) in einer Programmbibliothek hinterlegt. Tabelle 5.1 gibt hierzu vor dem Hintergrund der Modellierung der unterschiedlichen verfahrenstechnischen Prozesseinheiten bei der BtL-Herstellung einen Überblick über die wichtigsten Grundoperationen.

Tabelle 5.1: Ausgewählte Unit Operations in ASPEN Plus® (in Anlehnung an [Hähre, 2000])

Bezeichnung	Symbol	Prozesseinheit	Beschreibung
<b>Black-Box-Modelle</b>			
MIXER		Stoff-/Energie-strommischer	Vereinigung von Stoff-(Energie-)strömen und Berechnung der Menge und Zusammensetzung des Outputs
FSPLIT		Stoff-/Energie-stromteiler	Aufteilung von Stoff-(Energie-)strömen; Outputströme weisen Zusammensetzung und weitere Eigenschaften der eingehenden Ströme auf
SEP / SEP2		Stoff-/Energie-stromsplitter	(komponentenweise) Aufteilung einer beliebigen Zahl von Stoff-(Energie-) strömen auf zwei oder mehr Outputströme
<b>Berechnung von Wärmeüberträgern</b>			
HEATER		Heiz-/Kühlaggregat	Übertragung von Wärme auf einen/von einem Stoffstrom; Berechnung seiner Ausgangsgrößen
HEATX		Wärmeüberträger	Berechnung des Wärmeaustauschs zwischen zwei Stoffströmen (Gleich- und Gegenstromwärmeüberträger, Rohrbündel)
<b>Thermische Trennoperationen</b>			
FLASH		Entspannungs-verdampfer	Berechnung des Verhältnisses flüssiger zu gasförmiger Phase und deren Zusammensetzung im Phasengleichgewicht
<b>Semi-empirische ingenieurwissenschaftliche Modelle</b>			
ESP		Gas-Feststofftrennung	Näherungsgleichungen zur Abbildung von Aggregaten zur Feststoffabtrennung aus Gasen (Gewebefilter, Venturi, Elektroabscheider, ..., bzw. Zyklone)
Zyklone			
Turbine/ Kompressor		Turbine/Kompressor	Näherungsgleichungen zur Abbildung von Aggregaten zur Energieumwandlung
<b>Aggregate zur Durchführung von stofflichen Wandlungsvorgängen (Reaktoren)</b>			
RSTOIC		Stöchiometrischer Reaktor	Berechnung der bei Vorgabe der Reaktionsstöchiometrie und der Umsetzungsgrade parallel und in Serie ablaufender Reaktionen unter Vernachlässigung der Reaktionskinetik
RGIBBS		Chemischer Gleichgewichtsreaktor	Berechnung der Zusammensetzung des Reaktionsgemisches im Gleichgewicht unter gegebenen thermodynamischen Randbedingungen durch die Minimierung der Gibbschen Enthalpie der Reaktionsteilnehmer
<b>Weitere Unit Operations</b>			
Pumpe		Pumpe	Berechnung des Energiebedarfs in Abhängigkeit des zu pumpenden Massestroms
<b>Frei definierbare Unit Operations</b>			
USER		Benutzerdefinierte Unit Operation	Beschreibung einer benutzerdefinierten Prozesseinheit mittels eines mathematischen Unterprogramms

Dabei gliedern sich diese Grundoperationen in verschiedene Kategorien.

Zur Kategorie der sogenannten Black-Box-Modelle<sup>50</sup> gehören die Grundoperationen MIXER, FSPLIT und SEP (SEP2). Es handelt sich hierbei um Verfahren mit denen Stoff- und Energieströme zusammengeführt oder getrennt werden können. In die Grundoperation MIXER treten verschiedene Inputströme ein. Der Outputstrom ist die Addition jeder Komponente der Inputströme. Anwendungsbeispiel im entwickelten Modell ist z.B. die Mischung von verschiedenen Dampfströmen vor dem Eintritt in die Dampfturbine. Die Grundoperation FSPLIT<sup>51</sup> (Splitter) ist dagegen ein Stoffstromteiler. Aus einem Inputstoffstrom werden mehrere, chemisch wie der Inputstrom zusammengesetzte Outputströme, erzeugt. Hierzu wird ein Verteilungsparameter in Form eines Absolutwertes oder als Anteil des Gesamteingangs für jeden Outputstrom vorgegeben. Im entwickelten Modell wird diese Grundoperation zur Aufteilung des Wasserstroms vor seinem Einsatz im Wärmetauscher eingesetzt (vergleiche Abschnitt 5.2.1.2). Während der Splitter einen kompletten Stoffstrom in mehrere Teilströme aufteilt, bietet der Separator SEP (SEP2) die Möglichkeit, Verteilungsfaktoren für jede einzelne Komponente des Inputstroms zu definieren. Damit können realistische Betriebsbedingungen, wie z.B. unterschiedliche physikalische Eigenschaften einzelner Stoffstromkomponenten, dargestellt werden. Im entwickelten Modell wird die Unit-Operation SEP für die Modellierung des Trennverfahrens im ZnO-Bett zur Feinreinigung von verbliebenem Schwefelwasserstoff verwendet (vergleiche Abschnitt 5.2.1.2).

Weitere Grundoperationen dienen der Berechnung von Wärmeüberträgern. Dazu gehört die Operation HEATER, die einen eingehenden Stoffstrom auf eine definierte Temperatur erwärmt oder abkühlt. Sie wird in der Regel zur Abbildung von Heiz- oder Kühlaggregaten eingesetzt. Die Unit Operation HEATX berechnet den Wärmeaustausch zwischen zwei Stoffströmen, wie zum Beispiel von Gleich- oder Gegenstromwärmeüberträgern<sup>52</sup>. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die Grundoperationen HEATX zur Modellierung der Kühlung des Synthesegases mit Wasser bzw. des Wärmeaustausches zwischen Synthesegasströmen unterschiedlicher Temperaturniveaus eingesetzt (vergleiche Abschnitt 5.2.1.2).

Zur Kategorie der thermischen Trennoperationen zählt die Grundoperation FLASH. Sie simuliert die Phasentrennung unterschiedlicher oder gleicher Aggregatzustände. Im vorliegenden Flowsheet-Modell wird ein FLASH-Modell für die Abtrennung von Wasser aus dem Produkt der Fischer-Tropsch-Synthese, welches aus verschiedenenkettigen Kohlenwasserstoffen und Wasser besteht, eingesetzt (vergleiche Abschnitt 5.2.1.3).

Einen semi-empirischen ingenieurwissenschaftlichen Charakter haben die Modelle des Elektroabscheiders ESP und von Zyklonen. Beide werden zur Gas-

---

<sup>50</sup> Black-Box-Modelle, weil eine detaillierte Beschreibung eines (Teil-)Prozesses nicht möglich, nicht sinnvoll oder aber nicht notwendig ist.

<sup>51</sup> Flow-Split.

<sup>52</sup> Neben diesen einfachen Unit Operations für Wärmeübertragungen stehen in ASPEN Plus® eine Reihe von Modellen zur Abbildung komplexer Wärmeaustauscher zur Verfügung.

Feststofftrennung eingesetzt. Diese Grundoperationen bieten die Möglichkeit, den Abscheidegrad einzustellen und die Korngrößenverteilung nach der Abscheidung zu definieren. Im Rahmen dieser Arbeit werden ein Heißgaszyklon und ein Gewebefilter verwendet, um das Rohgas von Staub zu reinigen. Andere Unit Operations dieses Typs sind Turbinen und Kompressoren zur Berechnung der Verdichtungs- oder Expansionsarbeit (vergleiche Abschnitt 5.2.1.2).

Grundoperationen vom Typ Reaktor berechnen die Reaktionsenthalpie ablaufender Reaktionen mit Hilfe der in den Datenbanken gespeicherten Stoffdaten. Der Reaktortyp RSTOIC dient dabei der Berechnung von chemischen Reaktionen mit bekannter Stöchiometrie. Er ist somit für Reaktionen, bei denen die Produkte und das Verhältnis von Produkten zu Edukten bekannt sind, geeignet. Einen weiteren Reaktortyp stellt der Gleichgewichtsreaktor RGIBBS dar. Er berechnet die Zusammensetzung des Reaktionsgemisches im Gleichgewicht durch die Minimierung der Gibbschen Enthalpie der Reaktionsteilnehmer. Im vorliegenden FlowSheet-Modell wird ein RGIBBS Reaktor beispielsweise zur Abbildung der CO-Konvertierung verwendet (vergleiche Abschnitt 5.2.1.2). Darüber hinaus existieren weitere Reaktoren in ASPEN Plus<sup>®</sup>, die beispielsweise geeignet sind, heterogene Reaktionen abzubilden, welche sich nicht im thermodynamischen Gleichgewicht befinden.

Zusätzlich bietet ASPEN Plus<sup>®</sup> dem Benutzer die Möglichkeit, freie Unit Operation für eine Prozesseinheit mittels eines mathematischen Unterprogramms zu definieren.

Eine vollständige Beschreibung aller in ASPEN Plus<sup>®</sup> zur Verfügung stehenden Unit Operations findet sich in [Aspen, 2003].

#### 5.1.3.3. Berechnung von Prozessparametern durch Designspezifikationen

In den mit ASPEN Plus<sup>®</sup> erstellten Modellen werden eingehende Stoff- und Energieströme sowie die Kennzahlen der im Modell enthaltenen Unit Operations (z.B. Temperaturen oder Druck) im Allgemeinen fest vorgegeben. Sind die entsprechenden Prozessparameter dagegen nicht bekannt, kann deren Berechnung beispielsweise mit Hilfe sogenannter Designspezifikationen erfolgen. Hierzu werden für bestimmte Parameter, welche normalerweise durch den Simulationslauf ermittelt werden, Zielwerte vorgegeben. Der gesuchte Prozessparameter wird in mehreren Iterationen solange variiert, bis diese Zielwerte innerhalb eines festgelegten Toleranzbereiches erreicht werden. Diese Konvergenzschleife wird in die Berechnungssequenz der einzelnen Grundoperationen des Flowsheets eingefügt. Im vorliegenden Modell wird diese Vorgehensweise angewendet, um den Massenstrom von Wasser, welcher für die CO-Konvertierung notwendig ist, zu berechnen (vergleiche Abschnitt 5.2.1.2).

Weitere Informationen und alternative Methoden zur Ermittlung von Prozessparameter bzw. über die Steuerung von Variablen in ASPEN Plus<sup>®</sup> werden in [Spengler, 1998], [Engels et al. 2000], [Sieverdingbeck, 2001], sowie [Rentz et al., 2006] gegeben.

## 5.2. Stoff- und Energiebilanzierung der betrachteten Prozesskette zur Herstellung von FT-Kraftstoffen

In diesem Abschnitt werden die Ermittlung der benötigten Inputparameter und die getroffenen Annahmen, welche für die Durchführung der Bilanzierung notwendig sind, beschrieben. Für die Bilanzierungen der Schritte *Biomassevorbereitung* und *Vergasung* werden dabei Massen- und Energiebilanzen auf Basis von Literaturdaten erstellt. Der nachfolgende Teil der Prozesskette, d.h. die Gasreinigung und -konditionierung, Fischer-Tropsch-Synthese sowie Produktaufarbeitung, wird mit Hilfe des Flowsheeting-Systems ASPEN Plus<sup>®</sup> modelliert [Kerdoncuff et al., 2007].

Die Bilanzierung wird für verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Biomassearten und Standortkonzepten (vergleiche Abschnitt 4.3) durchgeführt. Die einzelnen Schritte der Bilanzierung sowie deren wesentlichen Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

### 5.2.1. Bilanzierung der Prozesskette bei zentraler Anordnung

Die in den folgenden Unterabschnitten dargestellte Bilanzierung für ein zentrales Konzept umfasst die Schritte *Biomassevorbereitung und Vergasung*, *Gasreinigung und -konditionierung*, sowie *FT-Synthese und Produktaufbereitung*.

#### 5.2.1.1. Biomassevorbereitung und Vergasung

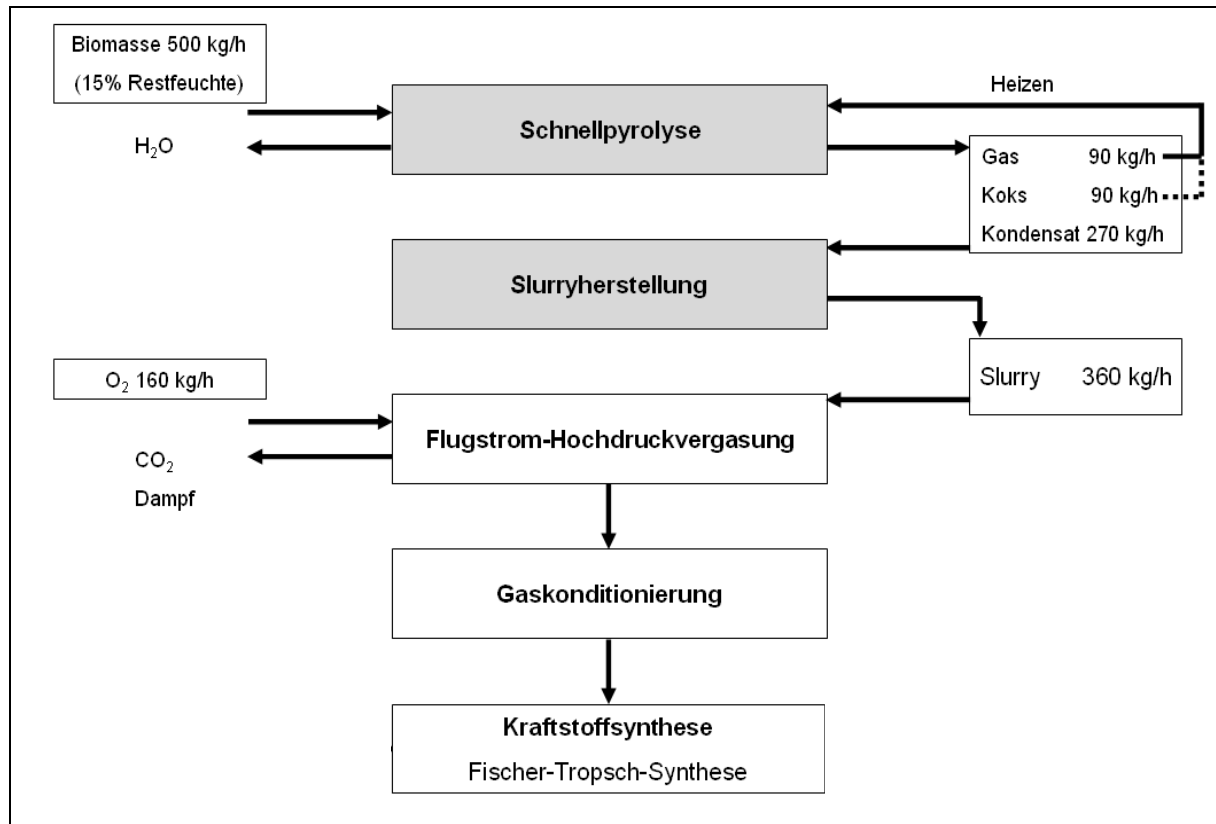
Die Biomassevorbereitung besteht aus den Einzelschritten Zerkleinerung, Trocknung und Pyrolyse. Um gute Pyrolysebedingungen zu erreichen, wird die Biomasse zunächst zerkleinert und auf 15 % Wassergehalt getrocknet. Lufttrockenes Stroh mit einem Wassergehalt von weniger als 15 % lässt sich stabil lagern, höhere Wassergehalte rufen dagegen einen unerwünschten biologischen Abbau hervor. Die Biomasse wird dann in einem zweistufigen Verfahren mit einem Häcksler, gefolgt von einer Hammermühle, zerkleinert [Henrich und Dinjus, 2003]. Holz wird von 50 % auf 15 % Wassergehalt getrocknet. Durch Wärmerückführung aus dem gesamten Prozess kann der Wärmebedarf von 2,8 MJ/twe<sup>53</sup> gedeckt werden. Der Stromverbrauch beträgt 65 kWh/twe [Hamelinck et al., 2003].

Die Verflüssigung der Biomasse erfolgt durch Pyrolyse. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass der hergestellte Slurry homogen ist und eine höhere Energiedichte als die ursprüngliche Biomasse aufweist, woraus sich auch ein Einsparpotenzial auf Seiten des Transportes ergibt. Der Slurry stellt ein einfach und kompakt lager- sowie transportierbares Zwischenprodukt dar, das sich im Hinblick auf die nachfolgenden Verfahrensstufen durch seine Pumpfähigkeit und Zerstäubbarkeit auszeichnet. Als Referenz für diesen Verfahrensteil dient das vom Forschungszentrum Karlsruhe (FZK) entwickelte Bioliq-Verfahren [Henrich und Dinjus, 2003] (vergleiche Abschnitt 3.7.2).

---

<sup>53</sup> twe = ton water evaporated.

Die nachfolgende Abbildung 5.3 fasst das FZK-Konzept für die Produktion von BtL-Kraftstoffen zusammen und zeigt die wesentlichen Stoffströme zwischen den einzelnen Verfahrensschritten.



**Abbildung 5.3: Prozessschritte und Stoffströme bei der BtL-Herstellung (in Anlehnung an [Oser, 2006])**

Das hieraus resultierende Massenstromverhältnis wird auch für größere Kapazitäten angenommen. Mit einem Biomasseinput von 1.000.000 Mg Biomasse pro Jahr mit 15 % Wassergehalt werden 720.000 t Slurry pro Jahr hergestellt (vergleiche auch [Seidelt, 2007]).

Das Slurry wird in einem Flugstromreaktor mit Sauerstoff als Vergasungsmittel vergast. Der Einsatz von Sauerstoff erfordert zwar die Installation einer Luftzerlegungsanlage, ermöglicht aber gegenüber der Luftvergasung einen deutlich niedrigeren Inertgasanteil im Synthesegas. Der Vergaser wird unter einem Druck von 25 bar betrieben, wodurch eine kompakte Bauweise der Anlagenkomponenten erreicht wird. Die benötigte Sauerstoffmenge von 320.000 t wird mit einem Luftzerleger produziert, dessen Stromverbrauch 350 kWel / t O<sub>2</sub> beträgt [Tijmensen, 2000].

Bezogen auf 100 MWh getrockneter Biomasse liegt der Strombedarf für die Pyrolyse und Zerkleinerung von Stroh bei etwa 2,6 MWh und von Waldrestholz bei 3,1 MWh [Leible et al., 2007].

## 5.2.1.2. Gasreinigung und -konditionierung

Nach der Massen- und Energiebilanzierung des Vorbereitungs- und Vergasungsprozesses werden die weiteren Verfahrensschritte zur Bilanzierung mit der Prozesssimulationsumgebung ASPEN PLUS® modelliert.

Zur Modellierung der Anlage werden für die Zusammensetzung des Gasinputs die Angaben aus Tabelle 5.2 verwendet. Die Daten stammen aus einer Analyse der Gaszusammensetzung nach der Vergasung von Holz im Flugstromvergaser einer Anlage in Schwarze Pumpe [Bockhorn et al., 2007].

**Tabelle 5.2: Gaszusammensetzung in Volumen - % im Flugstromvergaser einer Anlage in Schwarze Pumpe [Oser, 2006]**

Brennstoff	Anlage	CO	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>
		[Volumen - %]					
Holz	Schwarze Pumpe	45	18	29	-	< 0.1	9

Für die Rohgasmenge wird ein Inputstrom von 47 kg/s angenommen [Hamelinck, 2004]. Als Schadstoffgehalte werden ein H<sub>2</sub>S-Gehalt von 150 mg/Nm<sup>3</sup>, ein HCl-Gehalt von 80 mg/Nm<sup>3</sup> und ein NH<sub>3</sub>-Gehalt von 40 mg/Nm<sup>3</sup> zugrunde gelegt. [Dimmig und Olschar, 2003].

Abbildung 5-4 gibt einen Überblick über das mit ASPEN Plus® entwickelte Modell für die Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse. Es werden im Weiteren verschiedene Ausschnitte dieses Modells vorgestellt, um die Modellierung der verschiedenen Prozessschritte zu veranschaulichen.

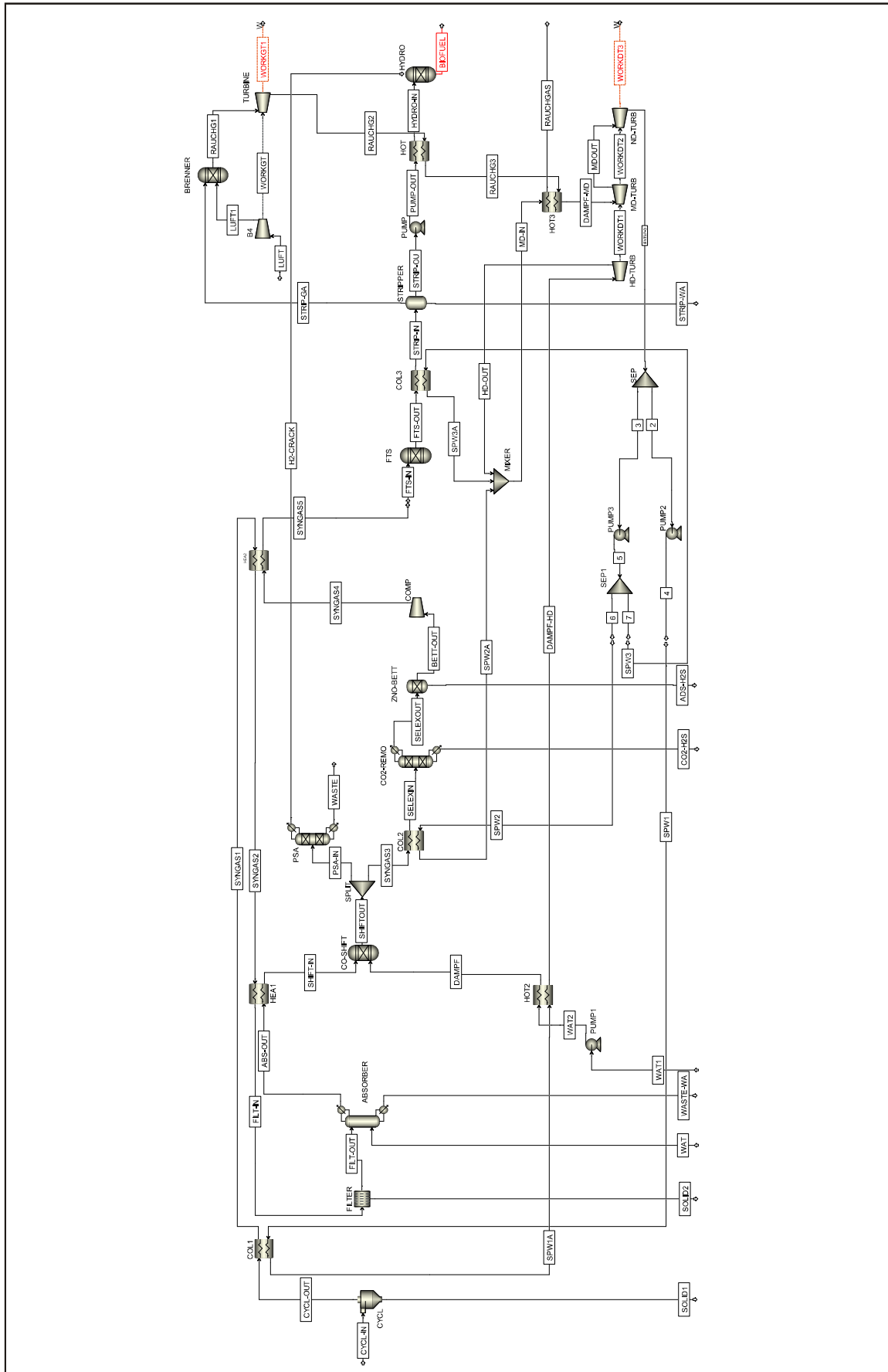


Abbildung 5.4: Modell für Gasreinigung, -konditionierung, FT-Synthese, Produktaufbereitung und Stromerzeugung



Die Staubabscheidung erfolgt zunächst mittels eines **Heißgaszyklons**. Hier wird eine Grobabscheidung bei einer Temperatur von  $T = 900\text{ °C}$  vorgenommen. Dann wird das Gas auf  $200\text{ °C}$  abgekühlt und die Feinreinigung mittels **Gewebefilter** durchgeführt. Mangels einer praktischen Realisierung dieses Verfahrens und den vor diesem Hintergrund nur ungenau verfügbaren Angaben zu Staubgehalten und deren Korngrößenverteilung im Rohgas wird vereinfachend davon ausgegangen, dass eine vollständige Abscheidung der Partikel nach der Grob- und Feinreinigung erreicht wird. Abbildung 5.5 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN-Modells für die Entstaubung.

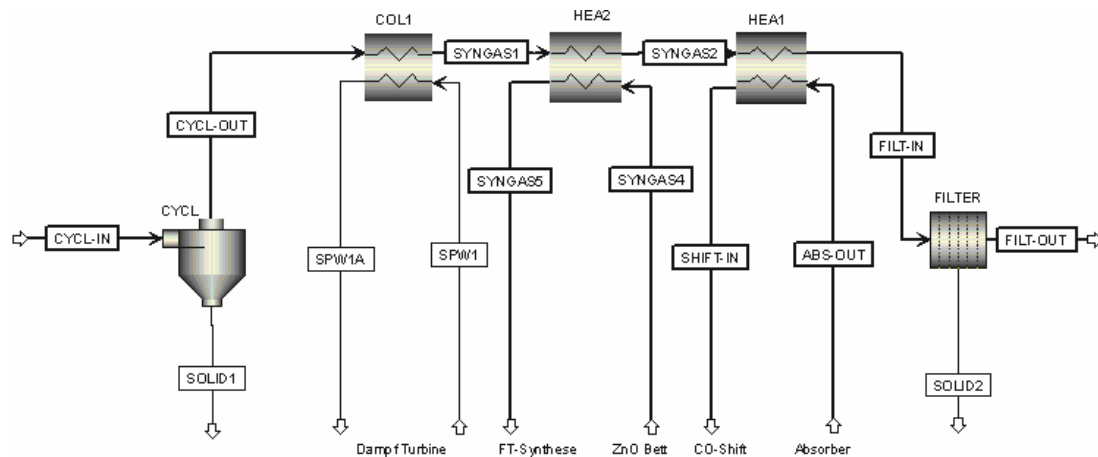
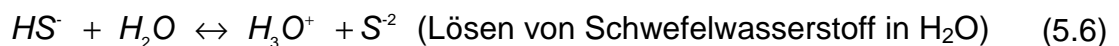
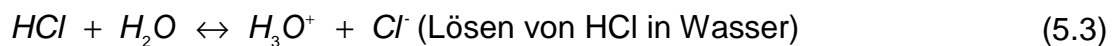


Abbildung 5.5: Ausschnitt des ASPEN Modells für den Zyklon und den Gewebefilter

Die Alkali-, Halogen- und Stickstoffverbindungen werden über eine **Druckwasserwäsche** aus dem Gasstrom ausgewaschen. Die Komponenten  $\text{NH}_3$  und  $\text{HCl}$  haben hierbei in Wasser die höchste Löslichkeit, gefolgt von  $\text{H}_2\text{S}$  und  $\text{CO}_2$  mit deutlich geringeren Löslichkeiten [Kloster, 1999]. Die folgenden Gleichungen (5.2) bis (5.6) beschreiben die im Wesentlichen ablaufenden Reaktionen.



Das beladene Waschwasser wird in einem Desorber entspannt und das Sauer gas abgeführt. Die ausgewaschene Salzsäure kann im Wäscher durch Zugabe von Natronlauge zu Salz neutralisiert und ausgefällt werden. In der Modellierung wird eine vollständige Entfernung der gelösten Komponenten  $\text{HCl}$  und  $\text{NH}_3$  aus dem Gasstrom unterstellt.

Abbildung 5.6 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN Modells für die Druckwasserwäsche.

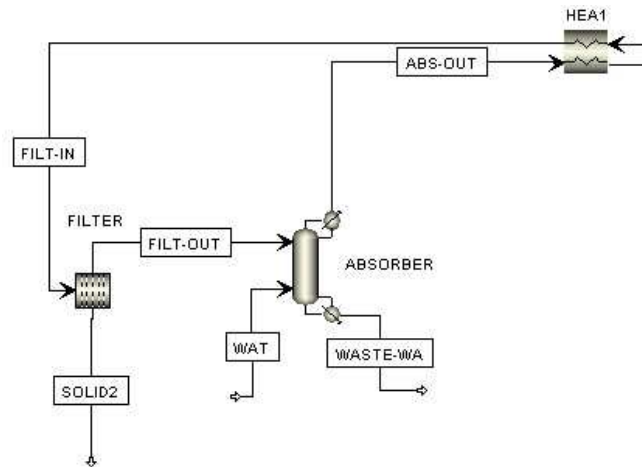


Abbildung 5.6: Ausschnitt des ASPEN Modells für den Absorber

Für eine optimale FT-Synthese ist ein  $H_2/CO$  Molverhältnis von 2:1 erforderlich (vergleiche Abschnitt 3.6.1). Da dieses Verhältnis im Rohgas nicht vorliegt, wird es durch eine **CO-Konvertierung** eingestellt. Die Konvertierung wird als Gibbs-Reaktor (vergleiche Abschnitt 5.1.3.2) modelliert. An den ablaufenden Reaktionen sind nur  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$  und  $H_2O$  beteiligt. Unter Verwendung einer Designspezifikation (vergleiche Abschnitt 5.1.3.3) wird der Dampfbedarf so eingestellt, dass das aus dem Reaktor austretende Synthesegas das gewünschte Molverhältnis von 2:1 aufweist. Diesen Vorgang beschreibt die folgende Reaktionsgleichung (5.7).



Abbildung 5.7 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN Modells für die CO-Konvertierung.

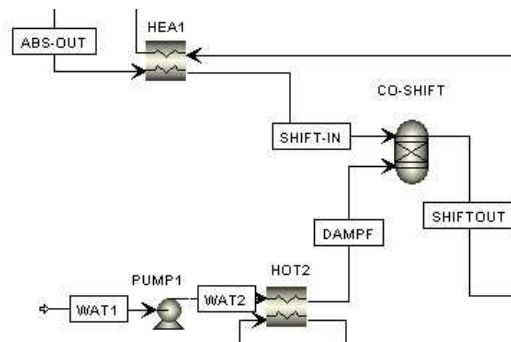
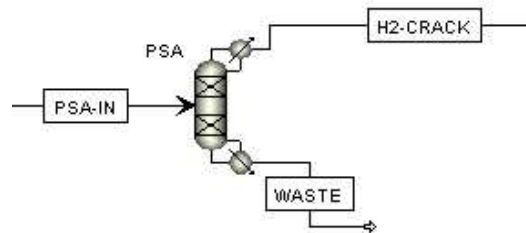


Abbildung 5.7: Ausschnitt des ASPEN Modells für die CO-Konvertierung

Ein Teilstrom des Gases wird in eine **PSA-Anlage** (Pressure Swing Adsorption) geleitet, um Wasserstoff abzuscheiden. Dieser Wasserstoff ist später im Verfahrensverlauf für das Hydrocracking des nach der Synthese produzierten Wachses erforderlich (vergleiche Abschnitt 3.5.1). Der Betriebsdruck der PSA-Anlage wird mit 25 bar angenommen. Das Gas tritt dabei mit einer Temperatur von 40 °C ein. 84 % des eintretenden Wasserstoffes werden dabei als Produktwasserstoff gewonnen [Hamelinck, 2004].

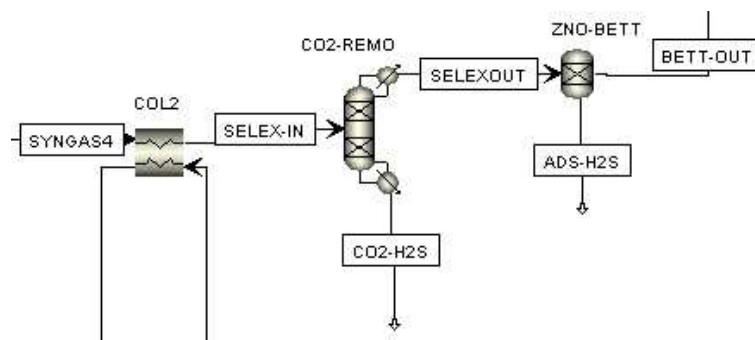
Abbildung 5.8 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN Modells für die PSA-Anlage.



**Abbildung 5.8: Ausschnitt des ASPEN Modells für die PSA-Anlage**

Durch eine **Selexolwäsche** des Hauptstroms des Gases wird das enthaltene  $\text{CO}_2$  abgetrennt. Die Selexolwäsche wird gegenüber der alternativ anwendbaren Rectisolwäsche bevorzugt, da beim Rectisolverfahren sehr tiefe Temperaturen (ca. -50 °C) benötigt werden und dies zu einem hohen Energieaufwand bei der  $\text{CO}_2$ -Abtrennung führen würde. Bei dem in der Selexolwäsche eingesetzten Waschmittel handelt es sich um einen Dimethylether des Polyethylenglycols. Die Regenerierung des beladenen Waschmittels erfolgt über gestuftes Entspannen bis auf atmosphärischen Druck. Neben dem  $\text{CO}_2$  wird im Selexolverfahren bereits ein Teil des  $\text{H}_2\text{S}$  und Wassers aus dem Gas entfernt. Für die  $\text{CO}_2$ -Abtrennung wird ein Wirkungsgrad von 98 % angenommen [Dimmig und Olschar, 2003].

Abbildung 5.9 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN Modells für die  $\text{CO}_2$ -Wäsche



**Abbildung 5.9: Ausschnitt des ASPEN Modells für die  $\text{CO}_2$ -Wäsche**

Als letzte Stufe der Gasreinigung wird ein **ZnO-Bett** zur Feinreinigung von verbliebenem Schwefelwasserstoff eingesetzt. Bei Temperaturen zwischen 200 °C und 400 °C reagieren  $H_2S$  und  $ZnO$  zu Wasser und unlöslichem Zinksulfid. Die folgende Gleichung zeigt die Reaktion von  $ZnO$  zu  $H_2S$ :



Die Regenerierung des sich bildenden Zinksulfides erfolgt durch Oxidation.

Abbildung 5.10 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN Modells für das ZnO-Bett.

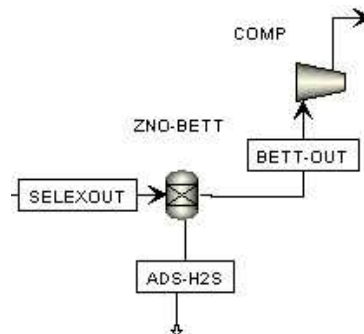


Abbildung 5.10: Ausschnitt des ASPEN Modells für das ZnO-Bett

### 5.2.1.3. FT-Synthese und Produktaufbereitung

Das Reingas muss auf den für die FT-Synthese erforderlichen Druck von 25 bar verdichtet werden. Die Kühlung wird dabei so dimensioniert, dass die Gasaustrittstemperatur am Verdichter und somit die Gaseintrittstemperatur am Synthesereaktor 240 °C beträgt. Die FT-Synthese findet in einem Festbettreaktor mit Kobalt-Katalysator statt (vergleiche Abschnitt 3.5.1.3). Die Produktverteilung kann mit den Gleichungen (3.15) und (3.16) berechnet werden. Um eine maximale (direkte) Dieselausbeute zu erreichen, muss gemäß Abbildung 3.6 die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit auf 0,85 eingestellt werden. Dabei wird jedoch auch viel Benzin hergestellt, was wegen dessen schlechter Qualität<sup>54</sup> nicht erwünscht ist. Um dies zu vermeiden, wird die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit  $\alpha$  mit 0,95 angesetzt und somit anstelle des Benzins größere Mengen an Wachs hergestellt. Dieses Wachs wird dann gecrackt und somit die effektive Ausbeute an Diesel optimiert.

Die aufgrund der Reaktionsenthalpie der ablaufenden Synthese entstehende Wärmeenergie ( $\Delta H = -158$  kJ/mol bei 250 °C) wird im Modell über einen Wärmeüberträger abgeführt, um diese Wärme wieder in der Prozesskette (z.B. bei der Trocknung der Biomasse oder bei der Stromerzeugung) zu nutzen.

<sup>54</sup> FT-Benzin besitzen aufgrund der hohen Konzentration an Alkanen nur eine sehr geringere Oktanzahl (<40).

Abbildung 5.11 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN Modells für die Synthese und den Wärmeüberträger.

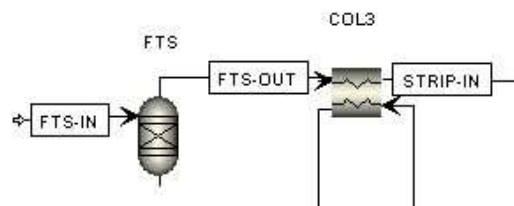


Abbildung 5.11: Ausschnitt des ASPEN Modells für die FT-Synthese

Die Syntheseprodukte werden über einen Abscheider, den sogenannten Stripper, in Gas, auskondensiertes Wasser und flüssige Kohlenwasserstoffe getrennt. Das Gas wird zur Stromerzeugung in einem GuD-Prozess genutzt. Abbildung 5.12 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN Modells für den Stripper und die Gasturbine.

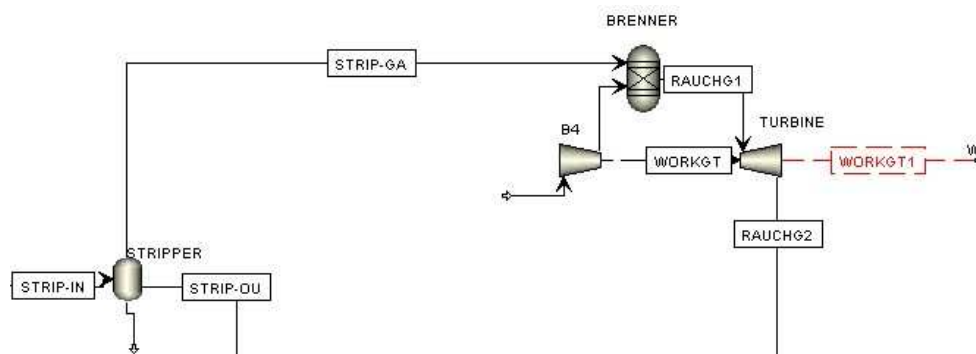


Abbildung 5.12: Ausschnitt des ASPEN Modells für den Abscheider und die Gasturbine

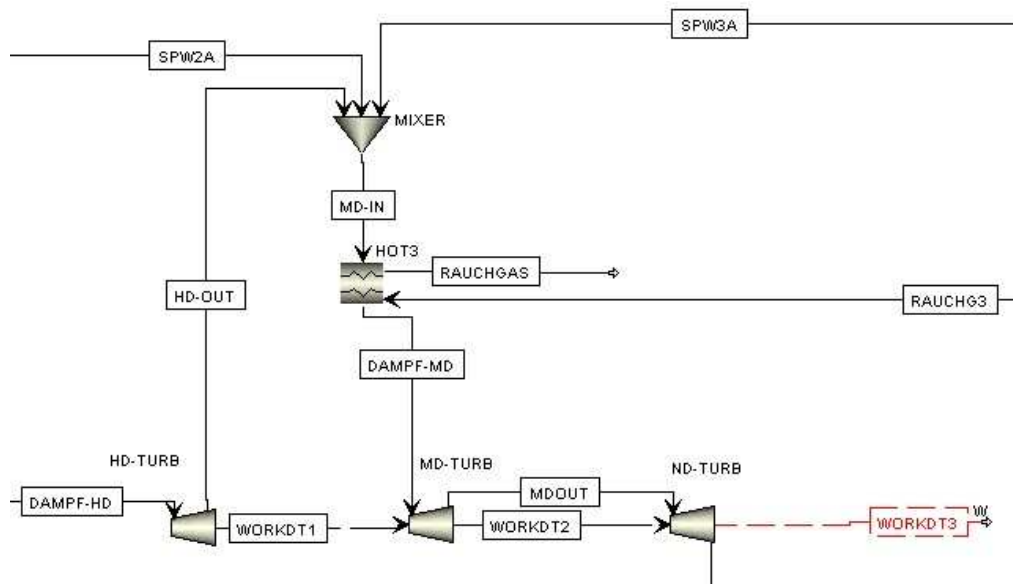
Zur Maximierung der Ausbeute wird das aus der Synthese gewonnene Wachs einem Hydrocracker zugeführt und dort katalytisch in Diesel und Benzinkomponenten aufgespalten. Der benötigte Wasserstoff wird in der PSA-Anlage erzeugt. Es wird vereinfachend angenommen, dass die Crackreaktionen wie folgt ablaufen:



Bei der Modellierung wird ferner davon ausgegangen, dass die Wachse vollständig in niedere Kohlenwasserstoffe aufgespalten werden. Die Kraftstoffausbeute wird bei weiteren Betrachtungen in der Sensitivitätsanalyse variiert, um den Einfluss dieses Parameters auf die gesamte Bewertung zu untersuchen. Auf diese Weise wird den durch die getroffene Annahme hervorgerufenen Unsicherheiten Rechnung getragen.

Die im gesamten Prozess anfallende Wärme (Rohgaswärmetauscher und FT-Reaktor) wird nach Möglichkeit zur Dampferzeugung genutzt und somit der Dampfbedarf für die CO-Konvertierung gedeckt. Weiterhin wird die Abwärme für die Biomassetrocknung eingesetzt. Gegebenenfalls verbleibende Überschussmengen werden einer Dampfturbine zur Stromerzeugung zugeführt.

Abbildung 5.13 zeigt einen Ausschnitt des ASPEN Modells für die Gasturbine.



**Abbildung 5.13: Ausschnitt des ASPEN Modells für die Dampfturbine**

### 5.2.2. Bilanzierung der Prozesskette bei dezentraler Anordnung

Die Stoff- und Energiebilanzierung unterscheidet sich für die Biomasse Waldrestholz zwischen zentraler und dezentraler Anordnung der Pyrolyseanlagen. Wie in Abschnitt 5.2.1.1 beschrieben, wird Waldrestholz zunächst von 50 % auf 15 % Wassergehalt getrocknet. Bei einer zentralen Anordnung kann der hierfür notwendige Wärmebedarf durch Wärmerückführung aus dem gesamten Prozess gedeckt werden. Da der Großteil der Wärme aus der Synthese stammt, ist die Rückführung bei der dezentralen Anordnung nicht möglich. Eine Lösung stellt der Bau von Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Dampferzeugern neben der jeweiligen Pyrolyseanlage dar. Aus diesen können einerseits der Wärmebedarf für den Trockner und andererseits der benötigte Strom für die dezentrale Biomassevorbereitung (Zerkleinerung und Pyrolyse) gedeckt werden. Die BHKW können grundsätzlich mit Kohle oder anderen fossilen Brennstoffen betrieben werden. Dafür muss der gewählte Brennstoff zu den Anlagen transportiert werden und in einem zu errichtenden Lager zwischengelagert werden. Da im betrachteten Fall jedoch Biomasse an den dezentralen Standorten zur Verfügung steht, wird diese zur Wärme- und Energieerzeugung in den BHKW verwendet. Im Vergleich mit dem Einsatz von fossilen Brennstoffen ist dies darüber hinaus vor dem Hintergrund der Umweltauswirkungen zu favorisieren. Da somit aber ein Teil der Biomasse nicht in die Pyrolyseanlage eingesetzt werden kann, wird die Ausbeute bei einer dezentralen Anordnung im Vergleich zur zentralen Anordnung verringert. Dabei werden in den

BHKW ca. 200.000 Mg Waldrestholz mit 15 % Wassergehalt eingesetzt. Diese um 20 % geringere Produktmasse von Waldrestholz, die nicht für die Pyrolyse zur Verfügung steht, bildet den Ausgangspunkt für die Berechnung der Massen- und Energiebilanzen bei dezentraler Anordnung.

Beim Einsatz von Reststroh zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen ergeben sich lediglich geringe Unterschiede in der Bilanzierung zwischen zentraler und dezentraler Anordnung. Hintergrund ist, dass Reststroh nicht getrocknet werden muss und somit der Bau von BHKW entfällt. Der Strombedarf für alle Prozessschritte wird dabei im zentralen Fall durch die Stromerzeugung in der Gas- und Dampfturbine nach der Synthese gedeckt. Bei der dezentralen Anordnung wird einerseits am Synthesestandort eine größere Menge an Strom ins Netz eingespeist und andererseits der Strombedarf an den Pyrolysestandorten durch Zukauf aus dem Netz gedeckt.

### 5.3. Ergebnisse und Auswertung

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse aus der Stoff- und Energiebilanzierung beziehen sich auf den Einsatz von Waldrestholz und Reststroh für die zentrale und dezentrale Anordnung.

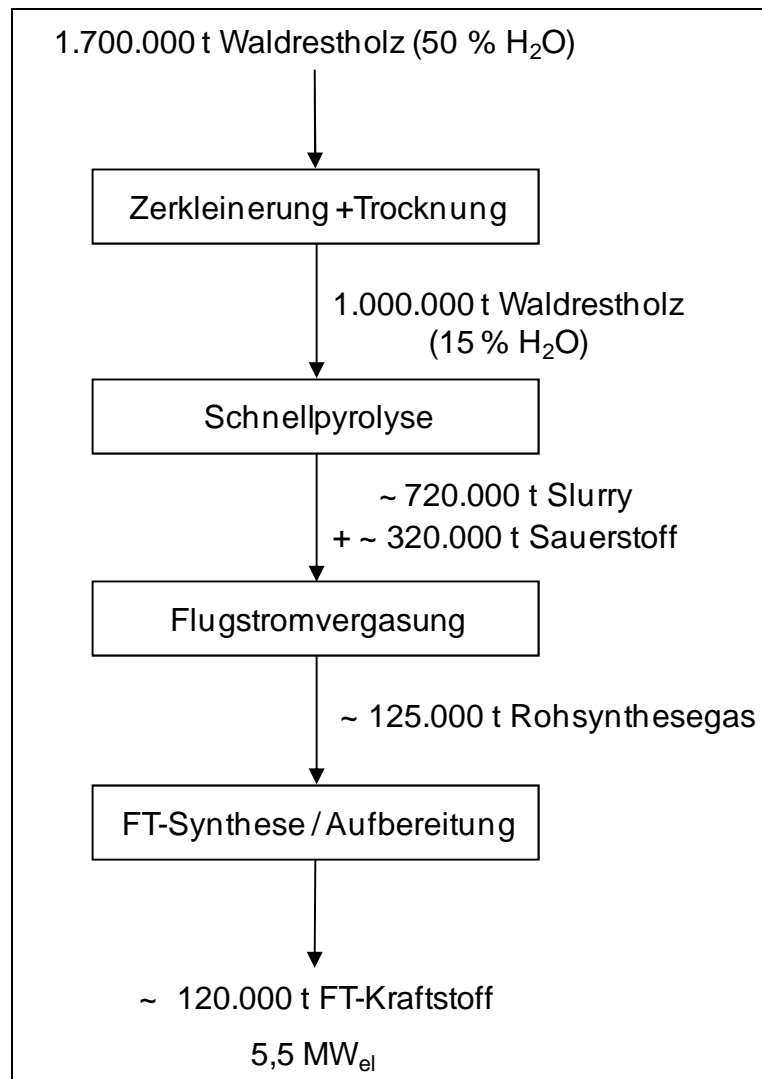
#### 5.3.1. Ergebnisse für Waldrestholz – zentrale Anordnung

Für Waldrestholz beträgt die Kraftstoffausbeute bei zentraler Anordnung ca. 120.000 t pro Jahr. Die erreichte Stromleistung durch die Kombination des Gas- und Dampfturbinenprozesses sind in Tabelle 5.3 mit dem jeweiligen elektrischen Eigenbedarf angegeben. Von der Bruttoleistung bereits abgezogen ist dabei der Teil der Wärme, welcher für die Trocknung der Biomasse genutzt wird.

**Tabelle 5.3: Brutto-Stromleistung, Eigenbedarf und Netto-Stromleistung für Waldrestholz - zentrale Anordnung**

	Waldrestholz
<b>Brutto-Stromleistung [MW<sub>el</sub>]</b>	54,5
<b>El. Eigenbedarf [MW<sub>el</sub>]</b>	49
<b>Netto-Stromleistung [MW<sub>el</sub>]</b>	5,5

Abbildung 5.14 zeigt die Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im *Szenario Waldrestholz – zentrale Anordnung*. Diese Ergebnisse dienen als Input für die in den folgenden Kapiteln durchgeführte ökologische und ökonomische Bewertung sowie für die Standortplanung.



**Abbildung 5.14: Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im Szenario Waldrestholz – zentrale Anordnung**

Weitere Positionen der Stoffbilanz stellen die Verbrauchsmengen der Hilfsstoffe und die Abfallmengen dar. Dabei entsteht für das Prozesswasser für die Wasserwäscher und die Wärmetauscher ein Bedarf von ca. 1 Mio. t/a und bezüglich der im Flugstromvergaser anfallenden Schlacke eine Menge von 2,5 kg/t Holz. [Rheinardt et al., 2006]

Wesentliche weitere Ergebnisse der Simulation stellen die Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte dar (vergleiche Tabelle 5.4). Für die Prozesskette werden alle erforderlichen Apparate ermittelt und hinsichtlich ihrer Leistung bzw. Größe festgelegt. Diese Daten werden als Grundlage für die im folgenden Kapitel 7 beschriebene Kostenschätzung der Prozesskette genutzt.



Tabelle 5.4: Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte für *Waldrestholz – zentrale Anordnung*

Anlagenkomponenten	Charakteristische Dimension	
	Wert	Einheit
<b>Aufbereitung</b>		
Fördertechnik an Konversionsanlage	226,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Lagerung	226,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zerkleinerung	226,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Trocknung	226,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zuführsystem	133,28	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Pyrolyse 10 x 58 MW <sub>th</sub>	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
<b>Vergasung</b>		
Flugstromvergaser (530 MW <sub>th</sub> )	96	t Slurry/h
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	876	t/Tag O <sub>2</sub>
Sauerstoffverdichter	2,40	MW <sub>el</sub>
<b>Syngasreinigung</b>		
Zyklon	7,70	m <sup>3</sup> /s Gas
Wärmetauscher	64	MW <sub>th</sub>
Gewebefilter	3,10	m <sup>3</sup> /s Gas
Wasserwäscher	3,10	m <sup>3</sup> /s Gas
Selexol CO <sub>2</sub> -Wäsche	2500	kmol/h CO <sub>2</sub>
Guard beds (ZnO)	2,20	m <sup>3</sup> /s Gas
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>		
CO-Konvertierung	5000	kmol/h CO+H <sub>2</sub>
PSA-Anlage	125	kmol/h Zugabe
Verdichter	4,00	MW <sub>el</sub>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>		
Festbettreaktor FT 25 bar	730	m <sup>3</sup>
Wärmetauscher	37,70	MW <sub>th</sub>
Product upgrading	23,50	m <sup>3</sup> /h FT-Produkt
<b>Stromerzeugung</b>		
Wärmetauscher	76,30	MW <sub>th</sub>
Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>
Dampfturbine und Kreislauf	37,60	MW <sub>el</sub>

### 5.3.2. Ergebnisse für Waldrestholz – dezentrale Anordnung

Für Waldrestholz im Fall einer dezentralen Anordnung beträgt die Kraftstoffausbeute ca. 100.000 t pro Jahr. Die ermittelten Stromleistungen sind in Tabelle 5.5 mit dem jeweiligen elektrischen Eigenbedarf angegeben.

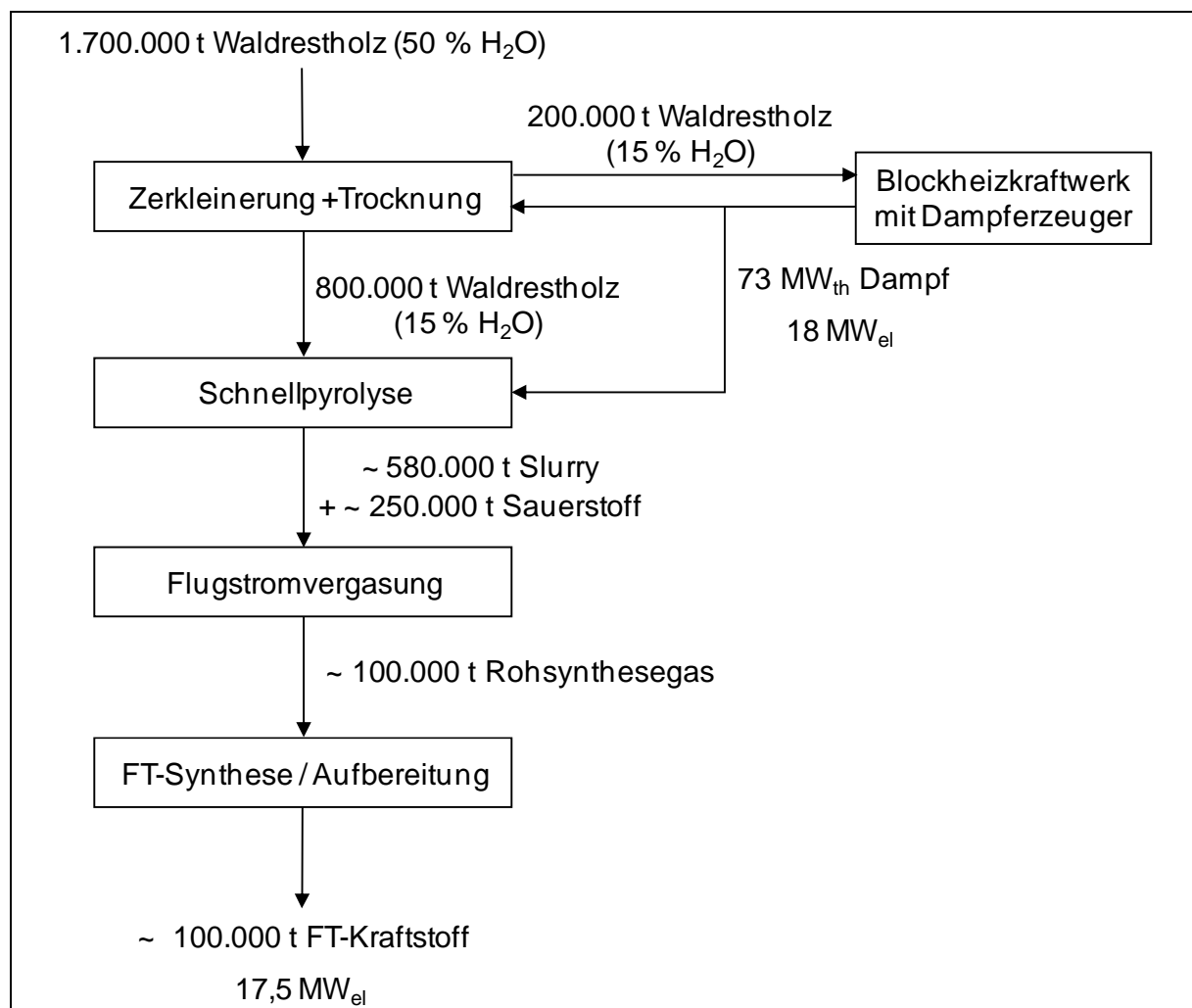
Der Vergleich der Ergebnisse zwischen *zentraler und dezentraler Anordnung* zeigt, dass die Ausgestaltung der verschiedenen Prozessschritte wichtig ist. Während bei dezentraler die Kraftstoffausbeute niedriger ist als bei zentraler Anordnung, ist

dagegen die Netto-Stromleistung höher, weil die gesamte Prozesswärme für die Stromerzeugung eingesetzt wird.

**Tabelle 5.5: Brutto-Stromleistung, Eigenbedarf und Netto-Stromleistung für Waldrestholz – dezentrale Anordnung**

	Dezentrale Anordnung
Brutto-Stromleistung ( $MW_{el}$ )	58
EI. Eigenbedarf ( $MW_{el}$ )	40,5
Netto-Stromleistung ( $MW_{el}$ )	17,5

Abbildung 5.15 zeigt die Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im Szenario Waldrestholz – dezentrale Anordnung.



**Abbildung 5.15: Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im Szenario Waldrestholz – dezentrale Anordnung**

Weitere Unterschiede zwischen zentraler und dezentraler Anordnung ergeben sich für den Transport, der jedoch nicht Teil der Stoff- und Energiebilanzierung des technischen Prozesses ist.

Darüber hinausgehende Ergebnisse der Bilanzierung stellen die Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte dar (vergleiche Tabelle 5.6). Insbesondere sind die benötigten Kapazitäten der Pyrolyseanlagen (46 MW<sub>th</sub>) und des Flugstromvergasers (430 MW<sub>th</sub>) geringer als im zentralen Szenario.

**Tabelle 5.6: Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte für Waldrestholz – dezentrale Anordnung 10 Standorte**

Anlagenkomponenten	Charakteristische Dimension	
	Wert	Einheit
<b>Aufbereitung</b>		
Fördertechnik an Konversionsanlage	22,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Lagerung	22,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zerkleinerung	22,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Trocknung	22,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zuführsystem	10,66	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Pyrolyse 46 MW <sub>th</sub>	10,66	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
BHKW	12,40	MW <sub>th</sub>
<b>Vergasung</b>		
Flugstromvergaser (430 MW <sub>th</sub> )	77	t Slurry/h
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	701	t/Tag O <sub>2</sub>
Sauerstoffverdichter	1,92	MW <sub>el</sub>
<b>Syngasreinigung</b>		
Zyklon	6,16	m <sup>3</sup> /s Gas
Wärmetauscher	51	MW <sub>th</sub>
Gewebefilter	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas
Wasserwäscher	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas
Selexol CO <sub>2</sub> -Wäsche	2000	kmol/h CO <sub>2</sub>
Guard beds (ZnO)	1,76	m <sup>3</sup> /s Gas
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>		
CO-Konvertierung	4000	kmol/h CO+H <sub>2</sub>
PSA-Anlage	100	kmol/h Zugabe
Verdichter	3,20	MW <sub>el</sub>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>		
Festbettreaktor FT 25 bar	586	m <sup>3</sup>
Wärmetauscher	30,16	MW <sub>th</sub>
Product upgrading	18,80	m <sup>3</sup> /h FT-Produkt
<b>Stromerzeugung</b>		
Wärmetauscher	61,04	MW <sub>th</sub>
Gasturbine und Dampferzeuger	13,52	MW <sub>el</sub>
Dampfturbine und Kreislauf	44,48	MW <sub>el</sub>

Die Ergebnisse der Bilanzierung für das Szenario *dezentrale Anordnung - 2 Standorte* und *20 Standorte* befinden sich im Anhang A. Unterschiede ergeben sich bezogen auf den Fall mit 10 Standorten nur bezüglich der Biomasseaufbereitung, wobei dort jeweils entsprechend dimensionierte Anlagen errichtet werden.

### 5.3.3. Ergebnisse für Reststroh – Zentrale und dezentrale Anordnung

Beim Einsatz der Biomasse Reststroh beträgt die mittlere Slurrymenge ca. 75 % der trockenen Strohmasse und ca. 85 % der Holzmasse ([Bockhorn et al., 2007]). Diese um 5 % geringere Produktmasse von Reststroh bildet den Ausgangspunkt zur Berechnung der entsprechenden Massen- und Energiebilanzen.

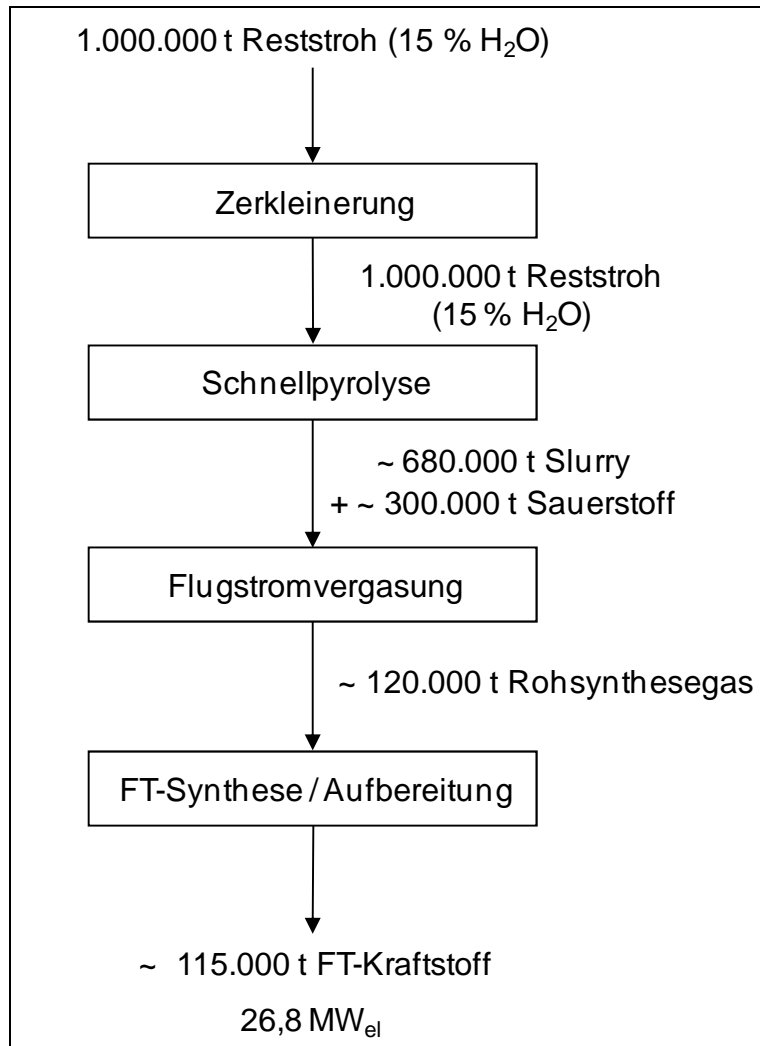
Reststroh wird bereits mit dem erforderlichen Restwassergehalt angeliefert und benötigt daher keine Trocknung, was zu einer höheren Netto-Stromleistung führt (vergleiche Tabelle 5.7).

Im Fall einer dezentralen Anordnung wird der Strombedarf für die Biomassevorbereitung durch Zukauf von Strom aus dem Netz gedeckt und die am zentralen Synthesestandort erzeugte elektrische Leistung entsprechend eingespeist. Auf die Gesamtbilanzierung (vergleiche Abbildung 5.16) ergibt sich dadurch im Vergleich zur zentralen Anordnung kein Effekt. Die Auswirkungen auf die ökonomische Bewertung werden in Kapitel 7 beschrieben.

**Tabelle 5.7: Brutto-Stromleistung, Eigenbedarf und Netto-Stromleistung für Reststroh – zentrale und dezentrale Anordnung**

	<b>Reststroh</b>
<b>Brutto-Stromleistung [MW<sub>el</sub>]</b>	64,8
<b>El. Eigenbedarf [MW<sub>el</sub>]</b>	38
<b>Netto-Stromleistung [MW<sub>el</sub>]</b>	26,8

Abbildung 5.16 zeigt die Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im Szenario *Reststroh zentrale und dezentrale Anordnung*.



**Abbildung 5.16: Produktdurchsätze für die verschiedenen Prozessschritte im Szenario Reststroh zentrale und dezentrale Anordnung**

Wesentliche weitere Ergebnisse für den Einsatz von Reststroh stellen die in Tabelle 5.8 dargestellten Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte dar.

**Tabelle 5.8: Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte für Reststroh - zentrale Anordnung**

Anlagenkomponenten	Charakteristische Dimension	
	Wert	Einheit
<b>Aufbereitung</b>		
Fördertechnik an Konversionsanlage	133,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Lagerung	0,00	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zerkleinerung	133,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Trocknung	0,00	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zuführsystem	133,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Pyrolyse 10 x 55 MW <sub>th</sub>	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
<b>Vergasung</b>		
Flugstromvergaser (500 MW <sub>th</sub> )	91	t Slurry/h
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	830	t/Tag O <sub>2</sub>
Sauerstoffverdichter	2,28	MW <sub>el</sub>
<b>Syngasreinigung</b>		
Zyklon	7,32	m <sup>3</sup> /s Gas
Wärmetauscher	61	MW <sub>th</sub>
Gewebefilter	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas
Wasserwäscher	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas
Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2375	kmol/h CO <sub>2</sub>
Guard beds (ZnO)	3,80	m <sup>3</sup> /s Gas
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>		
CO-Konvertierung	4750	kmol/h CO+H <sub>2</sub>
PSA units A+B	119	kmol/h Zugabe
Verdichter	2,72	MW <sub>el</sub>
<b>Fischer Tropsch Produktion</b>		
Festbettreaktor FT 25 bar	696	m <sup>3</sup>
Wärmetauscher	35,82	MW <sub>th</sub>
Product upgrading	22,33	m <sup>3</sup> /h FT-Produkt
<b>Stromerzeugung</b>		
Wärmetauscher	72,49	MW <sub>th</sub>
Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>
Dampfturbine und Kreislauf	47,90	MW <sub>el</sub>

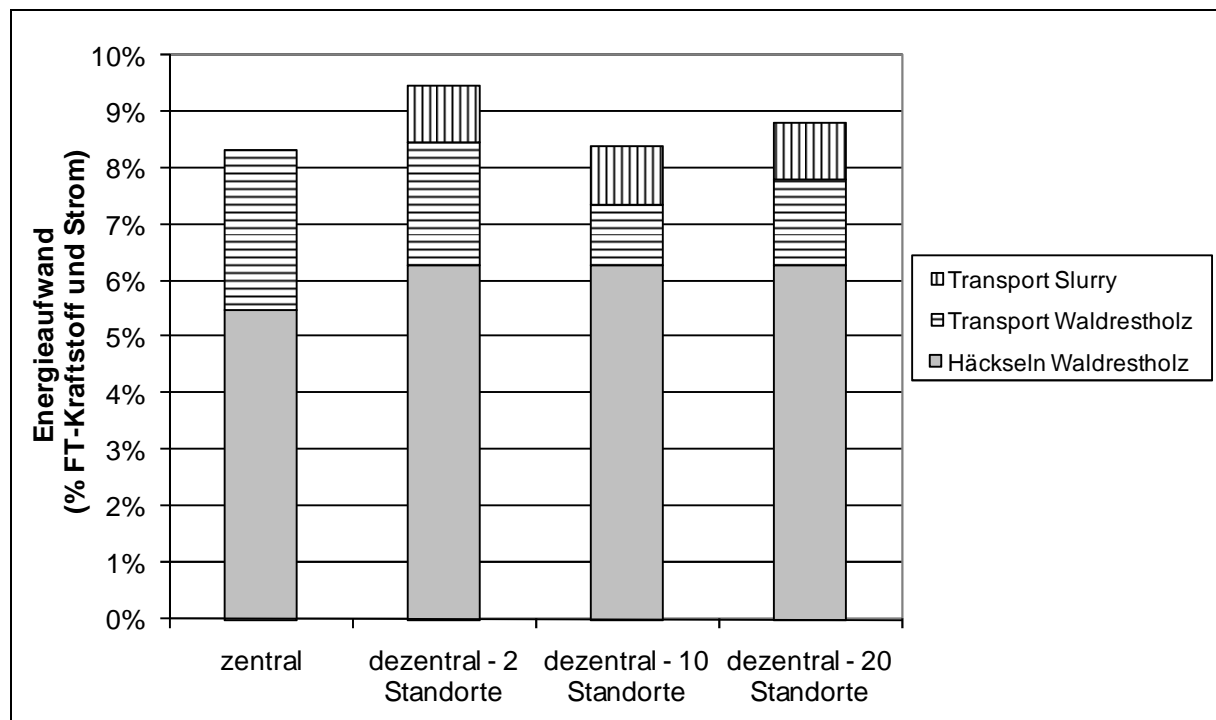
Die Ergebnisse der Bilanzierung für die dezentrale Anordnung ergeben sich analog, wobei jeweils 2, 10 oder 20 Anlagen mit entsprechenden Kapazitäten zu errichten sind (vergleiche Anhang A).

#### 5.3.4. Energieaufwand für die Biomassebereitstellung und den Transport des Slurrys

Im Rahmen der Energiebilanzierung im vorangehenden Abschnitt wurde der Energieaufwand für die Biomassebereitstellung (Biomasseernte und -transport) sowie für den Transport des Slurrys (im dezentralen Fall) nicht berücksichtigt.

Reststroh wird in Quaderballen gepresst und am Feldrand gelagert. Nach der Trocknung am Feldrand wird es zu den Pyrolysestandorten transportiert. Waldrestholz wird dagegen gesammelt und an der Waldgasse gehäckselt, um danach zu den Pyrolysestandorten transportiert und dort gelagert sowie getrocknet zu werden<sup>55</sup>.

Abbildung 5.17 zeigt für Waldrestholz, in welchem Verhältnis die Energieaufwendungen für das Häckseln und für die Transporte von Biomasse und Slurry zum Energiegehalt der Endprodukte (Strom und FT-Kraftstoff) stehen. Grundlage für die Berechnung sind Informationen aus Datenbanken wie z.B. PROBAS [PROBAS, 2006].



**Abbildung 5.17: Energieaufwand für die Bereitstellung von Waldrestholz und Slurrytransport für die verschiedenen Szenarien**

Der Energieaufwand beträgt dabei zwischen 8 und 10 % des Energiegehalts der hergestellten FT-Kraftstoffe einschließlich des in das Netz der Energieversorger eingespeisten Stroms. Es wird somit deutlich, dass die Biomassebereitstellung und der Transport bei einer Betrachtung der Energieaufwendungen über die gesamte

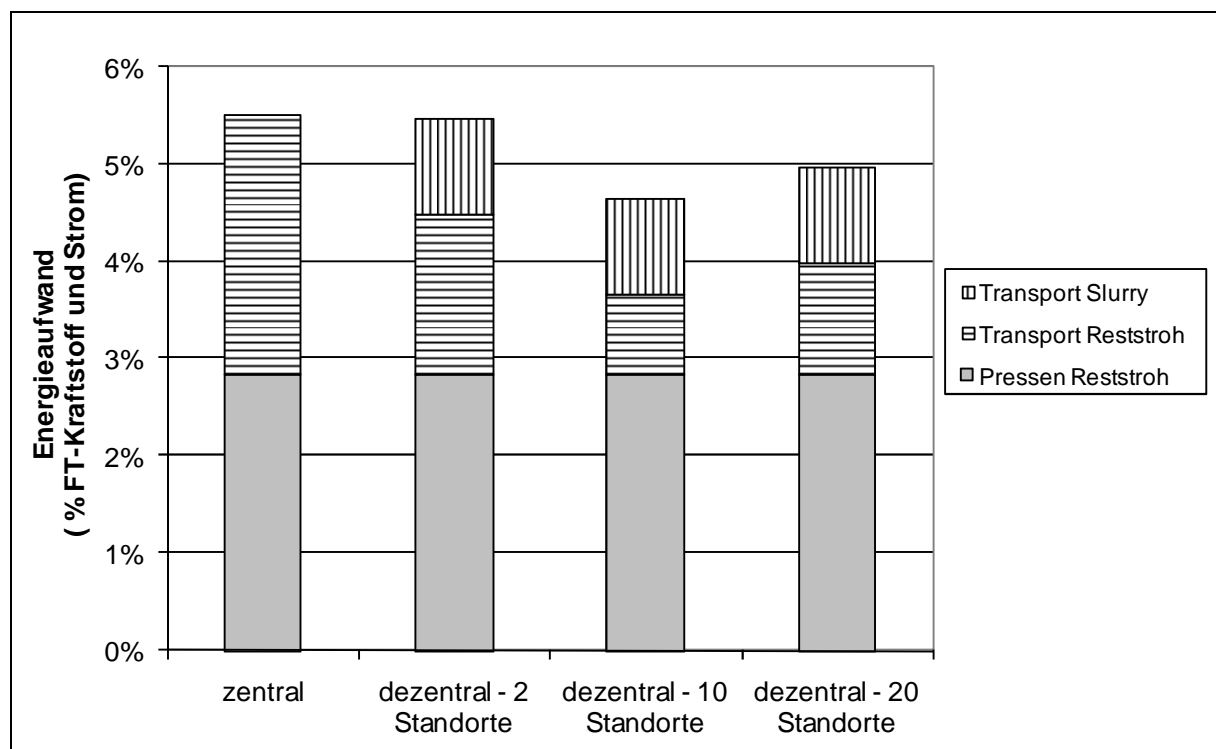
<sup>55</sup> Da die Trocknung an den Pyrolysestandorten stattfindet, wird der Energieaufwand hierfür in der Energiebilanzierung nicht berücksichtigt.

Prozesskette nicht vernachlässigt werden dürfen. Der größte Anteil des Energieaufwandes entfällt dabei auf das Häckseln.

Da der Energiegehalt der FT-Kraftstoffe und des Stroms bei einer dezentralen Anordnung geringer ist als bei der zentralen Anordnung, ist bei den dezentralen Szenarien der in Abbildung 5.17 dargestellte Energieaufwand in Bezug auf die FT-Kraftstoffe und den Strom größer als bei der zentralen Anordnung. Das heißt, obwohl in allen Szenarien die gleiche Menge an Holz gehäckselt wird, ist der relative Energieaufwand bei einer dezentralen Anordnung wegen der insgesamt niedrigen Energieausbeute (durch die Blockheizkraftwerke) geringer. Bei der dezentralen Anordnung mit 10 Standorten wird dieser Unterschied teilweise durch die geringeren Energieaufwendungen für Biomasse- und Slurrytransport kompensiert.

Obwohl beim Szenario *dezentrale Anordnung – 20 Standorte* das Waldrestholz auf kürzeren Distanzen (15 km) transportiert wird, zeigt diese Szenario einen größeren Energieaufwand für den Holztransport, weil angenommen wurde, dass für solch geringe Entfernungen Schlepper für den Biomassetransport eingesetzt werden, wogegen in den anderen Szenarien Sattelzüge zur Einsetzung kommen.

Abbildung 5.18 zeigt nun für Reststroh, in welchem Verhältnis der Energieaufwand für die Strohbereitstellung (Ballenpressung und Strohtransport) und den Slurrytransport zum Energiegehalt der Endprodukte (Strom und FT-Kraftstoff) steht. Grundlage für die Berechnung sind Informationen aus Datenbanken wie z.B. PROBAS [PROBAS, 2006].



**Abbildung 5.18: Energieaufwand für die Bereitstellung von Reststroh und Slurrytransport für die verschiedenen Szenarien**



Dieser relative Energieaufwand beträgt hier zwischen 4 und 6 % des Energiegehalts der hergestellten FT-Kraftstoffe und des Stroms und ist somit geringer als bei Waldrestholz. Der Unterschied zwischen diesen beiden Biomassearten ist dabei auf die größeren Energieaufwendungen zum Häckseln von Waldrestholz im Vergleich zur Ballenpressung von Stroh zurückzuführen.

Aufgrund der geringeren Transportdichte von Stroh zeigen die dezentralen Szenarien an dieser Stelle einen geringeren relativen Energieaufwand für die Bereitstellung von Reststroh und den Slurrytransport. Analog zur Biomasseart Waldrestholz ist der Energieaufwand für den Strohtransport beim Szenario *dezentrale Anordnung – 20 Standorte* bedingt durch den Einsatz von Schleppern größer als bei der *dezentralen Anordnung - 10 Standorte*.

#### 5.4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Zur Abbildung von verfahrenstechnischen Prozessen existieren unterschiedliche Ansätze, wie beispielsweise die Modellierung auf Basis von Material- und Energiebilanzen oder festen Verteilungskoeffizienten, Regressionsanalysen sowie Flowsheet-basierter Prozesssimulation. Im Rahmen der vorliegenden Modellierung der Verfahrenskette der Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse werden für die Schritte Biomassevorbereitung und Vergasung basierend auf Literaturdaten Massen- und Energiebilanzen aufgestellt. Der nachfolgende Teil der Prozesskette wird mit Hilfe des Flowsheeting-Systems ASPEN PLUS® modelliert.

Das gewählte Konzept lässt mit dem Biomasseinput Waldrestholz bei zentraler Anordnung eine Produktion von ca. 120.000 t FT-Kraftstoff und 5,5 MW<sub>el</sub> pro Jahr erwarten, woraus sich mit einem Heizwert des FT-Kraftstoffs von 43,9 MJ/kg ein energetischer Wirkungsgrad von 35 % ergibt. Aus Reststroh als Biomasseinput werden jährlich ca. 115.000 t FT-Kraftstoff und 27 MW<sub>el</sub> hergestellt, was aufgrund der hohen Stromerzeugung zu einem energetischen Wirkungsgrad von 39 % führt. Bezüglich der Stoff- und Energiebilanzierung ergeben sich zwischen zentraler und dezentraler Anordnung Unterschiede beim Einsatz von Waldrestholz. Bei dezentraler Anordnung wird mit ca. 100.000 t weniger FT-Kraftstoff pro Jahr hergestellt, dagegen aber, bedingt durch den Einsatz von Blockheizkraftwerken an den dezentralen Standorten der Biomassevorbereitung, mehr Strom (netto ca. 19 MW<sub>el</sub>). Damit wird nur ein energetischer Wirkungsgrad von 30 % erreicht. Beim Reststroh sind dagegen keine wesentlichen Unterschiede in der Bilanzierung festzustellen.

Betrachtet man den Energieaufwand für die Biomassebereitstellung und den Slurrytransport, ergibt sich eine energetische Effizienz des gewählten Konzeptes für Waldrestholz bei zentraler Anordnung von ca. 27 %, für Waldrestholz bei dezentraler Anordnung von ca. 22 % und für Reststroh von ca. 35 %. Bei Betrachtung der gesamten Prozesskette ist diese Energieeffizienz zu berücksichtigen.

Eine Erhöhung des Gesamtwirkungsgrads könnte durch den Einsatz von Heißgasreinigungsverfahren erzielt werden. So könnte durch ein wesentlich höheres Temperaturniveau (ca. 500 °C) im Vergleich zum Niedertemperaturreinigungsverfahren (ca. 0 °C) das starke Abkühlen und Wiederaufheizen des

Synthesegases vermieden werden. Diese Verfahren befinden sich jedoch noch in der Entwicklungsphase, zeigen aber sehr vielversprechende Ansätze [Kolb et al., 2007].

Durch die Stoff- und Energiebilanzierung liegen somit die erforderlichen Input- und Outputparameter und die Anlagendimensionierung vor, die als Grundlage für die in den folgenden Kapiteln dargestellte ökologische und ökonomische Bewertung sowie die Standortplanung dienen.

## **6. Abschätzung der Umweltauswirkungen einer Prozesskette zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen**

Ziel der ökologischen Analyse des betrachteten Verfahrenskonzeptes ist es, die Effekte der Herstellung und Verbrennung von BtL-Kraftstoffen auf die natürliche Umwelt und den Menschen darzustellen und zu diskutieren. Hierzu wird zunächst das methodische Vorgehen erläutert (Abschnitt 6.1), indem die für diese Arbeit relevanten Aspekte der Methode der Ökobilanzierung skizziert werden. In dem anschließenden Abschnitt wird auf Basis der Stoff- und Energiebilanzierung aus Kapitel 5 eine Abschätzung der Umweltauswirkungen für die verschiedenen Szenarien (vergleiche Abschnitt 4.3) des betrachteten Verfahrens in den hierfür relevanten Wirkungskategorien durchgeführt. Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse noch einmal zusammenfassend dargestellt.

### **6.1. Methodisches Vorgehen einer Lebenszyklusanalyse**

Die Ökobilanzierung beziehungsweise Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment (LCA)) ist ein Instrument, mit dessen Hilfe Umwelteinflüsse von Produkten, Systemen oder Dienstleistungen quantifiziert werden können. Dabei wird der gesamte Lebenszyklus analytisch betrachtet. Die Lebenszyklusanalyse kann für zahlreiche Anwendungen, z. B. bei der Entwicklung und Verbesserung von Produkten oder bei politischen Entscheidungsprozessen.

Das Vorgehen im Rahmen einer Ökobilanzierung ist in internationalen Normen festgelegt. Während die Norm ISO 14044<sup>56</sup> einzelnen Schritte einer Ökobilanzierung beschreibt, legt die Norm ISO 14040 die Grundsätze und die Anforderungen an eine Ökobilanz fest.

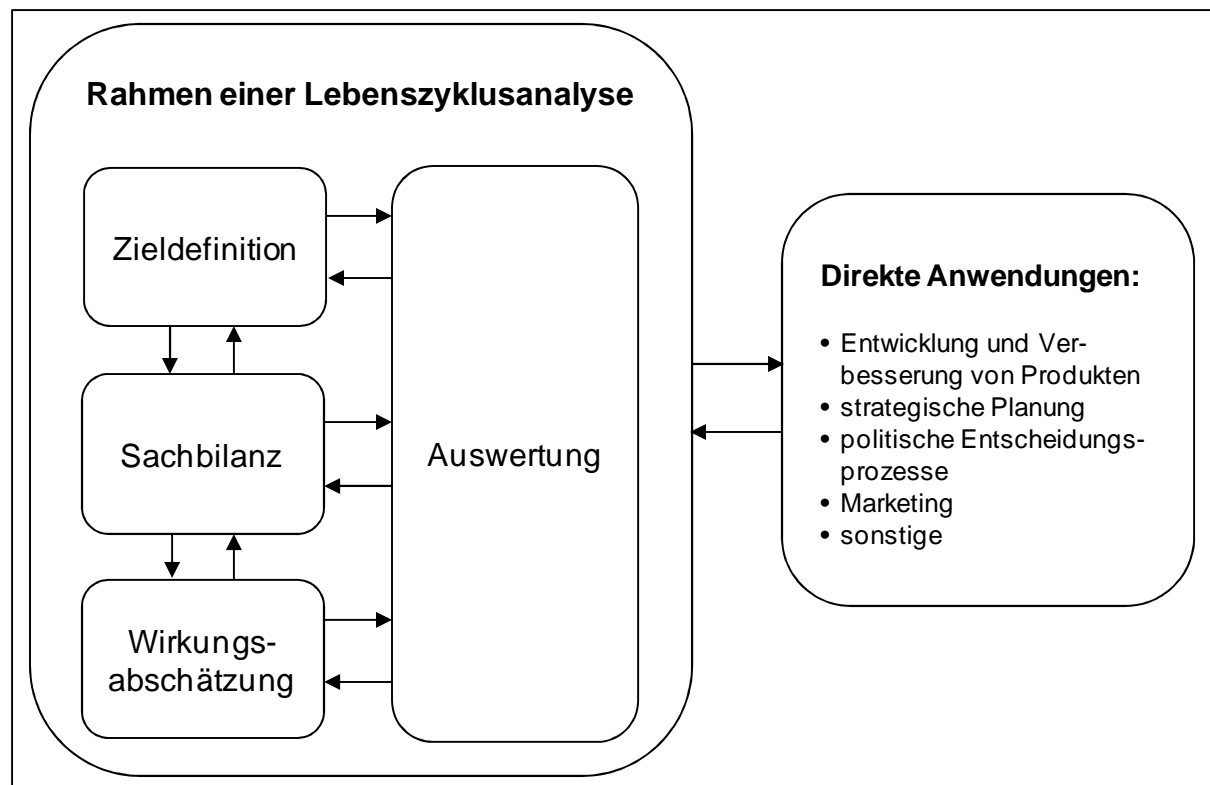
Zusammenfassend besteht eine Ökobilanzierung aus den folgenden vier Schritten:

- Festlegung des Zielsystems und des Untersuchungsrahmens
- Erfassung der relevanten Stoff- und Energieströme sowie des Ressourcenbedarfs (Sachbilanz)
- Bestimmung der Auswirkungen auf die Umwelt
- Auswertung

Diese Schritte (vergleiche auch Abbildung 6.1) werden zunächst in den folgenden Unterabschnitten beschrieben und dann in ihrer Anwendung auf die vorliegende Situation in Abschnitt 6.2 dargestellt.

---

<sup>56</sup> Die Norm ISO 14044 fasst die Normen ISO 14041, ISO 14042 und ISO 14043 zusammen.



**Abbildung 6.1: Rahmen einer Lebenszyklusanalyse und Anwendungsmöglichkeiten nach ISO 14040 [ISO, 2006]**

### 6.1.1. Festlegung des Zielsystems und des Untersuchungsrahmens

Im ersten Schritt einer Ökobilanzierung werden die Inhalte festgelegt. Neben der Definition des Bilanzierungsobjektes beinhaltet die Zieldefinition auch die Beschreibung der Grenzen und Annahmen der Bilanzierung sowie die Festlegung der in den nachfolgenden Schritten zu quantifizierenden Bilanzierungsgrößen. Folgende Punkte müssen nach ISO 14044 insbesondere definiert sein:

- Funktion des zu untersuchenden Systems sowie die funktionelle Einheit (z.B. GJ hergestellter Kraftstoff),
- Grenzen des Produktsystems und dessen Einschränkungen,
- Anforderungen an verwendete Daten und deren Qualität sowie
- beabsichtigte Aussagen und Wahl der Ergebnisdarstellung.

Auf dieser Basis ist der zweite Schritt der Ökobilanzierung, die Sachbilanzierung des betrachteten Systems, durchzuführen.

### 6.1.2. Sachbilanz

Die Sachbilanz umfasst nach ISO 14044 sowohl die Datenaufnahme als auch die Modellierung des in der Zieldefinition beschriebenen Systems. Die einzelnen Arbeitsschritte der Sachbilanzierung sind die Vorbereitung der Datenerhebung, die Datensammlung und die Zusammenstellung der Daten. Für jeden im System

betrachteten Prozess werden Stoff- und Energieströme, sogenannte Flüsse, erfasst. Dabei ist zwischen Elementar- und Nicht-Elementarflüssen zu unterscheiden. Ein Elementarfluss ist ein Fluss, welcher der Umwelt ohne vorherige Behandlung durch den Menschen entnommen, bzw. ohne anschließende Behandlung durch den Menschen an die Umwelt abgegeben wird. Ein Beispiel hierfür stellt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß dar. Nicht-Elementarflüsse hingegen sind Flüsse, die nach Behandlung durch den Menschen in die Umwelt eingehen (z.B. Abfälle).

Diese Datengrundlage bildet dann die Basis für die nachfolgenden Schritte Wirkungsabschätzung und Auswertung.

### 6.1.3. Wirkungsabschätzung

Die quantifizierten Flüsse können bestimmte Effekte bzw. Wirkungen auf die Umwelt haben. Die Vorgehensweise zur Erstellung von Wirkungsabschätzungen beschreibt die Norm ISO 14044. Sie umfasst folgende Schritte:

- Klassifizierung,
- Charakterisierung,
- Normalisierung sowie
- Gewichtung.

Bei der Klassifizierung werden die Sachbilanzgrößen einem bestimmten Umwelteffekt zugeordnet. Dabei sollte die Wahl der Wirkungskategorien in Übereinstimmung mit der Zieldefinition erfolgen. Ein bestimmter Umwelteffekt wird somit über die zugeordneten Sachbilanzgrößen und die quantitative Höhe charakterisiert. Die Schritte Normalisierung und Gewichtung sind dann erforderlich, wenn mehrere Umweltkategorien zusammengefasst werden sollen.

### 6.1.4. Auswertung und Interpretation der Ergebnisse

Den letzten Schritt der Ökobilanzierung stellt die Auswertung und Interpretation der Ergebnisse dar. Die Norm ISO 14044 gibt Anforderungen zur Auswertung und Darstellung der Ökobilanzergebnisse vor. Die in den vorhergehenden Schritten ermittelten Ergebnisse werden im Hinblick auf die in der Zieldefinition festgelegten Ziele ausgewertet. Weiterhin können verschiedene Systeme oder Produkte miteinander verglichen werden.

Eine weitere Möglichkeit der Auswertung ist die Durchführung von Sensitivitätsanalysen. Die ergebnisrelevanten Parameter der Bilanz sollen so identifiziert und deren Einfluss auf das Gesamtergebnis der Bilanzierung diskutiert werden. Daraus können Möglichkeiten zur Verbesserung des betrachteten Systems abgeleitet werden.

## 6.2. Lebenszyklusanalyse der betrachteten Prozesskette zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen

Im letzten Abschnitt wurde die Methodik der Lebenszyklusanalyse vorgestellt. Im Folgenden wird diese angewendet, um für ausgewählte Kategorien eine Lebenszyklusanalyse eines Systems zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse durchzuführen.

Ein wichtiges Kriterium zur Beurteilung erneuerbarer Energieträger ist die Energieeffizienz. Hierfür soll folgende Frage beantwortet werden:

- Wie viel fossile Energie wird verbraucht, um den BtL-Kraftstoff bereitzustellen?

Da die Nutzung erneuerbarer Energiequellen ein wichtiges Thema im Zusammenhang mit der Klimaänderung und dem Einsatz fossiler Rohstoffe ist, sind weitere wichtige Fragestellungen:

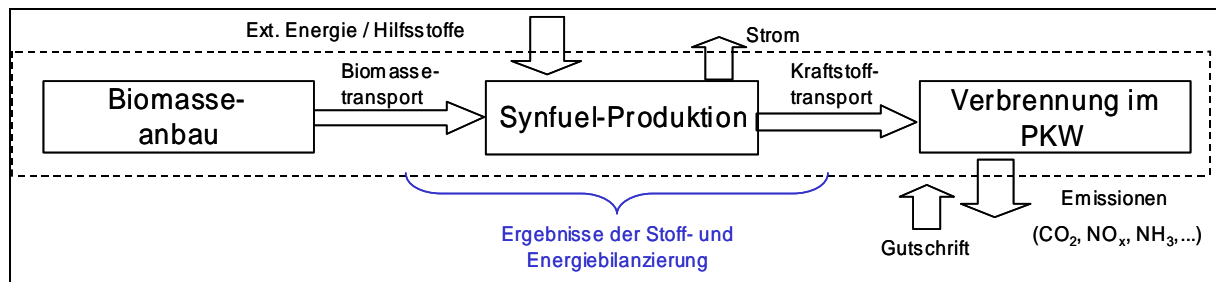
- Wie ökologisch sind BtL-Kraftstoffe im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen?
- Welche Szenarien und welche BtL-Rohstoffe sind aus Umweltsicht die geeignet?
- Welche Einzelprozesse der BtL-Herstellung sind im Bezug auf ökologische Größen besonders relevant und wo können daher weitergehende ökologische Verbesserung insbesondere durchgeführt werden?

### 6.2.1. Zielsetzung und Untersuchungsrahmen

Das Ziel der Lebenszyklusanalyse besteht darin, die Nutzung von Biomasse zur Bereitstellung von Kraftstoffen hinsichtlich ihrer relevanten Umweltauswirkungen zu bewerten. Hierzu zählen insbesondere der Verbrauch an erschöpflichen Energieressourcen (fossiler Primärenergieaufwand), die Auswirkungen auf den anthropogenen Treibhauseffekt und die Emissionen mit versauernder sowie eutrophierender Wirkung.

Der betrachtete Untersuchungsrahmen umfasst die gesamte Kette der Herstellung des FT-Kraftstoffs vom Biomasseanbau über den Biomassetransport zur Konversionsanlage, dem Kraftstofftransport zur Tankstelle bis hin zur Verbrennung des Kraftstoffs im Auto. Im Fall der Fischer-Tropsch-Synthese wird neben dem gewünschten Kraftstoff auch Strom erzeugt. Daher muss auch die Gutschrift aus der Stromerzeugung betrachtet werden. Diese ergibt sich daraus, dass der „saubere“ Strom den zum großen Teil fossil erzeugten Strom des Strommixes in Deutschland ersetzt. Für den Transport wird angenommen, dass dieser mit Fahrzeugen erfolgt, die keinen BtL-, sondern konventionellen Kraftstoff verbrennen. Die Biomasse wird dabei mit Sattelzügen transportiert; der Slurry und der FT-Kraftstoff mit Lastkraftwagen. Für das Szenario *dezentrale Vorbereitung – 20 Standorte* wird angenommen, dass ein Schlepper die Biomasse 15 km weit zu einem der Pyrolysestandorte transportiert (vergleiche zu den Szenarien Abschnitt 4.3).

Weiterhin sind die Prozesse, die der Biomasseproduktion vorgelagert sind, zu berücksichtigen. Die Strohbereitung umfasst dabei Anbau, Ernte, Pressung zu Quaderballen und Lagerung auf dem Feld. Das Waldrestholz wird nach der Ernte im Wald gehäckselt.



**Abbildung 6.2: Untersuchungsrahmen der Ökobilanzierung für die in dieser Arbeit untersuchte FT-Prozesskette**

Alle Prozesse werden für den Produktionsstandort Deutschland für das Jahr 2006 bilanziert und demzufolge entsprechende Annahmen (z.B. Strommix Deutschlands, Transportdistanzen) getroffen. Insoweit keine Daten für 2006 vorliegen, wird auf ältere oder neuere Informationen zurückgegriffen. So werden z.B. für die Nutzung von FT-Kraftstoffen durch PKW-Prognosedaten aus der Datenbank PROBAS [PROBAS, 2006] für das Jahr 2010 verwendet.

Die verwendete funktionelle Einheit ist 1 MJ Energieinhalt des hergestellten Kraftstoffs.

### 6.2.2. Sachbilanz

Die verwendeten Basisdaten lassen sich in zwei Hauptkategorien unterteilen:

- Daten zu den verschiedenen vor- und nachgelagerten Schritten, wie die Bereitstellung von Biomasse und der Transport der verschiedenen Produkte (Biomasse zur Vorbereitungsanlage, Slurry bei der dezentralen Vorbereitung zur Syntheseanlage sowie FT-Kraftstoff zur Tankstelle). Weiterhin sind in diesem Zusammenhang die Daten zur Nutzung von FT-Kraftstoffen in PKW und zum Strommix Deutschlands zu nennen. Grundlage hierfür sind Datenbanken wie PROBAS [PROBAS, 2006] oder GEMIS [GEMIS, 2006].
- Daten zur Produktion von FT-Kraftstoffen. Die Daten für diese Kategorie stammen aus der Stoff- und Energiebilanzierung (vergleiche Kapitel 5).

### 6.2.3. Wirkungsabschätzung

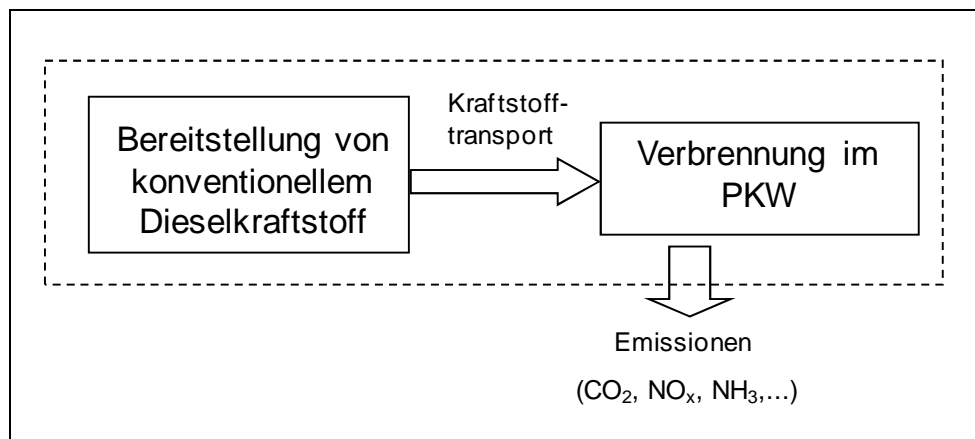
Die Wirkungsabschätzung basiert auf den Ergebnissen der Sachbilanzierung und enthält eine quantitative Beurteilung potenzieller Umweltfolgen im gesamten Untersuchungsrahmen. Häufig betrachtete Wirkungskategorien sind z.B. Treibhauseffekt, Ozonabbau, Sommersmog und Lärmbelästigung. Im Rahmen der hier durchgeführten Abschätzung der Umweltauswirkung beschränkt sich die Untersuchung auf wesentliche, sinnvoll quantifizierbare Kenngrößen, die ausgewählte Belastungen auf Klima, Ökosysteme und Energieträgerreserven abbilden:

- Kumulierter fossiler Energieaufwand ( $KEA_{\text{fossil}}$ ),
- Treibhauspotenzial ( $\text{CO}_2$ -Äquivalent),
- Versauerungspotenzial ( $\text{SO}_2$ -Äquivalent) und
- Eutrophierungspotenzial ( $\text{PO}_4$ -Äquivalent).

#### 6.2.4. Auswertung

Die Auswertung ist der abschließende Schritt einer Ökobilanzierung. Hierfür ist unter anderem eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen, die zeigt, wie stark sich die Änderungen der Rahmenbedingungen (z.B. zentrale oder dezentrale Anordnung) auf das Gesamtergebnis auswirken. Die mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse untersuchten Szenarien sind dabei im Abschnitt 4.3 dargestellt.

Weiterhin werden die Ergebnisse mit der Prozesskette von konventionellem Dieseldieselkraftstoff verglichen (vergleiche Abbildung 6.3).



**Abbildung 6.3: Untersuchungsrahmen der Ökobilanzierung für die Prozesskette von konventionellem Dieseldieselkraftstoff**

Die Vergleichskette zur Bereitstellung von konventionellem Dieseldieselkraftstoff besteht dabei aus der Erdölgewinnung und –aufbereitung, dem Transport zur Raffinerie und der Verarbeitung in der Raffinerie. Die Daten für die Emissionen stammen aus der Datenbank PROBAS [PROBAS, 2006].

### 6.3. Abschätzung des fossilen kumulierten Energieaufwandes eines Systems zur Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse

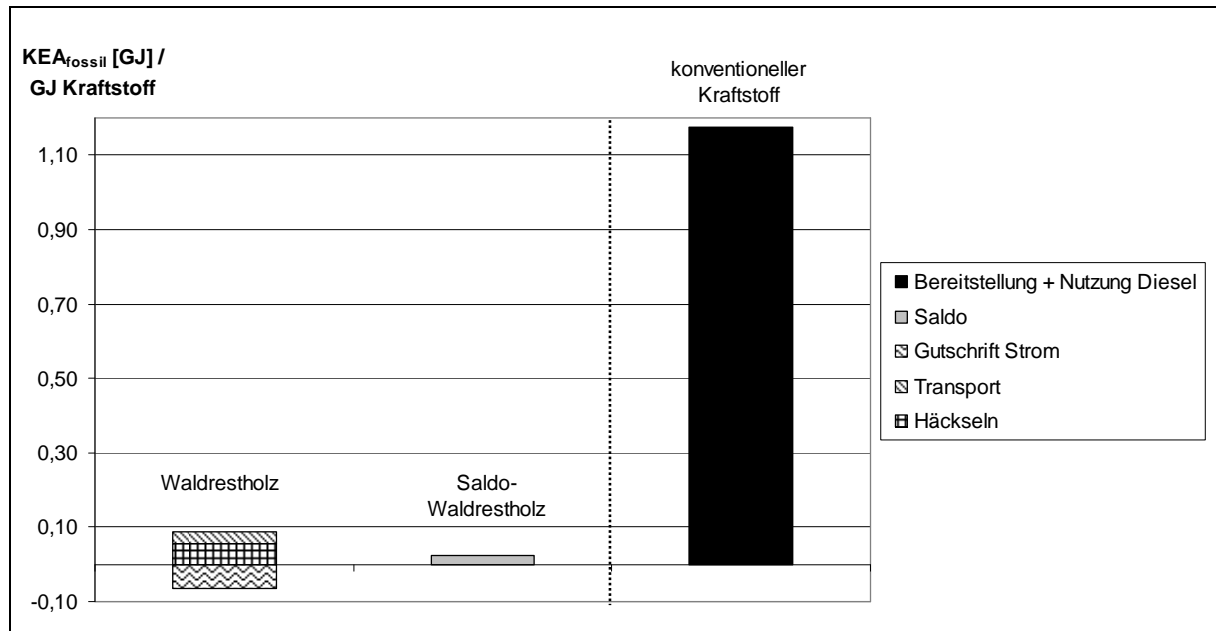
In diesem Abschnitt wird der kumulierte Energieaufwand (KEA) bezogen auf fossile Brennstoffe (Erdöl, Erdgas, Kohle und Uranerz) für den im vorangehenden Abschnitt jeweilig festgelegten Untersuchungsrahmen der Prozessketten von aus Biomasse produziertem FT-Kraftstoff sowie von konventionellem Dieseldieselkraftstoff dargestellt werden.

Zunächst werden die Ergebnisse für die verschiedenen Szenarien für Waldrestholz und im Anschluss für Reststroh vorgestellt.



## 6.3.1. Kumulierter fossiler Energieaufwand für Waldrestholz

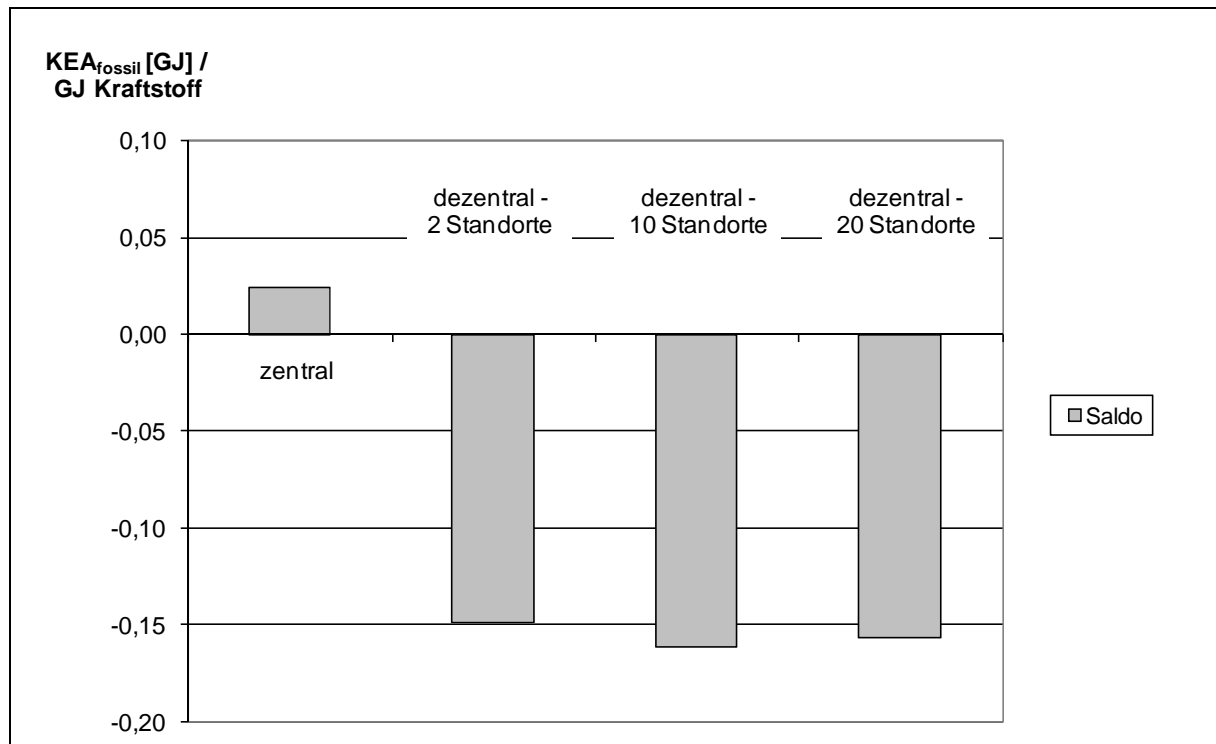
Abbildung 6.4 stellt hierzu den fossilen Energieaufwand je GJ für im Szenario *zentrale Anordnung* produzierten FT-Kraftstoff aus Waldrestholz sowie für konventionellen Dieselmotorkraftstoff dar. Die Ergebnisse für die weiteren Szenarien befinden sich im Anhang B.1.



**Abbildung 6.4:** Kumulierter fossiler Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für das Szenario zentral und für konventionellen Dieselmotorkraftstoff

Die fossilen Energieaufwendungen für FT-Kraftstoffe entfallen im zentralen Szenario auf den Transport des Waldrestholzes und der FT-Kraftstoffe zur Tankstelle und auf das Häckseln des Waldrestholzes zu Hackschnitzeln. Es lässt sich feststellen, dass die Energieaufwendungen bezüglich fossiler Energieträger für den gesamten BtL-Produktlebensweg nur einen kleinen Teil der Energieaufwendungen von konventionellem Dieselmotorkraftstoff ausmachen. Zudem werden sie durch die Anrechnung der Stromgutschriften teilweise kompensiert.

Zwischen den Szenarien zentraler und dezentraler Anordnung sind die in Abbildung 6.5 dargestellten Unterschiede festzustellen.

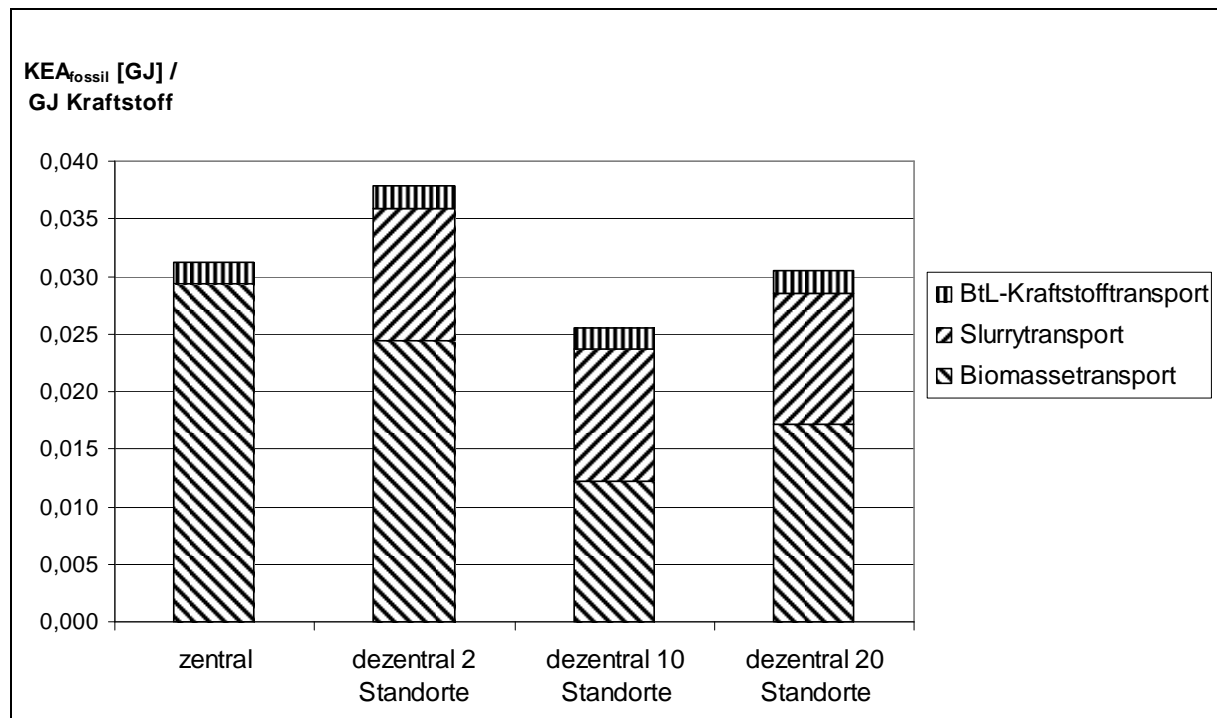


**Abbildung 6.5: Kumulierter fossiler Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für alle Szenarien**

Wie in Abschnitt 5.3.2 aufgezeigt wird, ist bei einer dezentralen Anordnung die Kraftstoffausbeute niedriger als bei der zentralen Anordnung<sup>57</sup>. Die Netto-Stromleistung fällt hingegen höher aus und führt zu einer höheren Stromgutschrift, so dass bei der dezentralen Anordnung die fossilen Energieaufwendungen überkompensiert werden. Der Energieaufwand zwischen den drei dezentralen Szenarien unterscheidet sich nur bezüglich des Transportes.

Abbildung 6.6 zeigt die Auswirkung der Szenarien auf die Energieaufwendungen für den Transport. Der Transport lässt sich hierbei in drei Phasen einteilen: Transport des Waldrestholzes zur Vorbereitungsanlage, Transport des Slurrys zur zentralen Anlage und Transport des Kraftstoffs zur Tankstelle.

<sup>57</sup> Ein Teil des Holzes wird in den BHKW eingesetzt, um Strom und Wärme zu erzeugen (vergleiche Abschnitt 5.2.2).



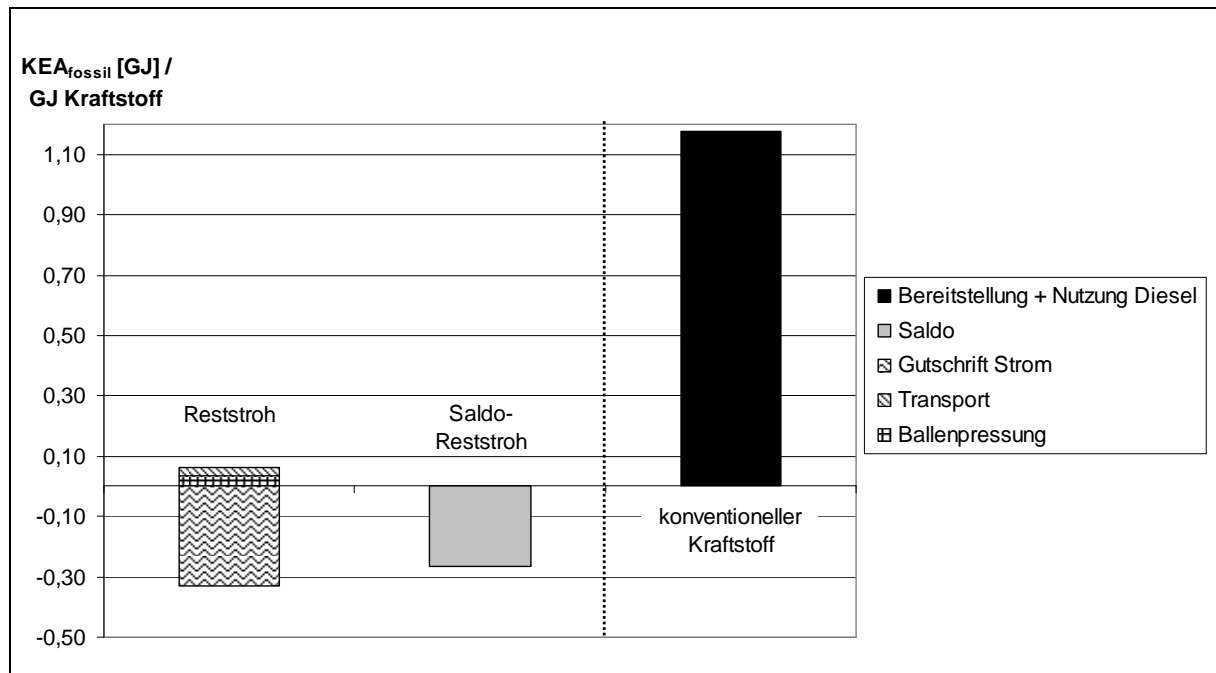
**Abbildung 6.6:** Auswirkung der Szenarien auf die fossilen Energieaufwendungen für den Transport bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Waldrestholz

Da die Energiedichte des Slurrys um mehr als das Zehnfache höher ist als die der Biomasse, ist es aus energetischer Sicht vorteilhaft, die Biomasse auf möglichst kurzer Strecke zu transportieren und dann den Slurry auf längeren Strecken. Das *Szenario dezentral – 2 Pyrolysestandorte* weist somit einen höheren Energieaufwand auf, weil die Biomasse auf vergleichsweise langen Strecken (50 km) transportiert wird. Das *Szenario dezentrale Vorbereitung – 10 Pyrolysestandorte* zeigt dagegen die geringsten Energieaufwendungen für den Transport. Demgegenüber führt im *Szenario dezentrale Vorbereitung – 20 Standorte* die Annahme, dass der Transport der Biomasse über die geringe Distanz von 15 km durch Schlepper statt LKW erfolgt, zu einer Erhöhung des Energieaufwands.

Da sich der Energieaufwand zwischen den drei Szenarien nur bezüglich des Transportes in relevanter Größenordnung unterscheidet, ist somit das *Szenario dezentrale Vorbereitung – 10 Pyrolysestandorte* auch bezogen auf den gesamten kumulierten fossilen Energieaufwand das vorteilhafteste. Die zentrale Anordnung zeigt dagegen wegen der geringeren Stromgutschrift einen größeren fossilen Energieaufwand.

### 6.3.2. Kumulierter fossiler Energieaufwand für Reststroh

Abbildung 6.7 stellt den fossilen Energieaufwand je GJ für im *Szenario zentrale Anordnung* produzierten FT-Kraftstoff aus Reststroh sowie für konventionellen Dieselkraftstoff dar.

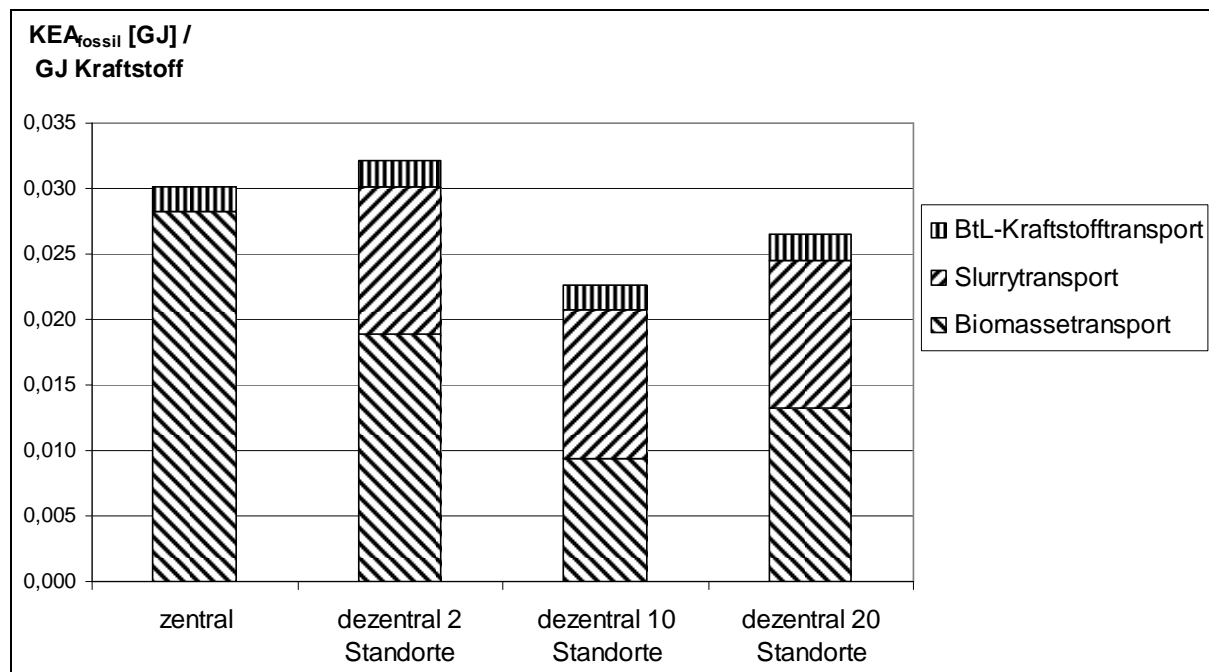


**Abbildung 6.7:** Kumulierter fossiler Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Reststroh für das zentrale Szenario und für konventionellen Dieselmotorkraftstoff

Die fossilen Energieaufwendungen für FT-Kraftstoffe aus Reststroh entstehen beim Transport des Reststrohes zur Anlage und FT-Kraftstoffs zur Tankstelle sowie bei der Ballenpressung. Durch die Berücksichtigung der Stromgutschrift werden die fossilen Energieaufwendungen bei der Biomasse Reststroh überkompensiert.

Wie in Abschnitt 5.3.3 beschrieben, wird im Fall einer dezentralen Anordnung der Strombedarf für die Biomassevorbereitung durch Zukauf von Strom aus dem Netz gedeckt und die am zentralen Synthesestandort erzeugte elektrische Leistung entsprechend eingespeist. Der fossile Energieaufwand für den zugekauften Strom wird durch die Stromgutschrift kompensiert, so dass sich keine Unterschiede bezüglich des fossilen Energieaufwandes für den Strom zwischen dem zentralen und den dezentralen Szenarien ergeben. Unterschiede im Rahmen der Energieaufwendungen zwischen den Szenarien zentral und dezentral bei Reststroh sind somit lediglich in Bezug auf die Transporte festzustellen<sup>58</sup>, so dass sich die folgende Abbildung auf die Darstellung der hierfür aufgewendeten Energie beschränkt.

<sup>58</sup> Auch bezüglich der Ballenpressung gibt es keine Unterschiede zwischen den Szenarien.



**Abbildung 6.8:** Auswirkung der Szenarien auf die Energieaufwendungen für den Transport bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Reststroh

Bei Reststroh ergeben sich ähnliche Ergebnisse wie bei Waldrestholz (vergleiche Abbildung 6.12). Das *Szenario dezentrale Vorbereitung – 10 Pyrolysestandorte* zeigt dabei die geringsten Energieaufwendungen für den Transport.

Da sich der Energieaufwand zwischen den vier Szenarien nur bezüglich des Transportes in relevanter Größenordnung unterscheidet, ist somit das *Szenario dezentrale Vorbereitung – 10 Pyrolysestandorte* auch bezogen auf den gesamten kumulierten Energieaufwand das Vorteilhafteste.

#### 6.4. Treibhauspotenzial

Die wichtigsten Treibhausgase sind Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O). Zur besseren Darstellbarkeit werden die Emissionen dieser Gase über anerkannte Wirkungsfaktoren in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet (vergleiche Tabelle 6.1)<sup>59</sup>.

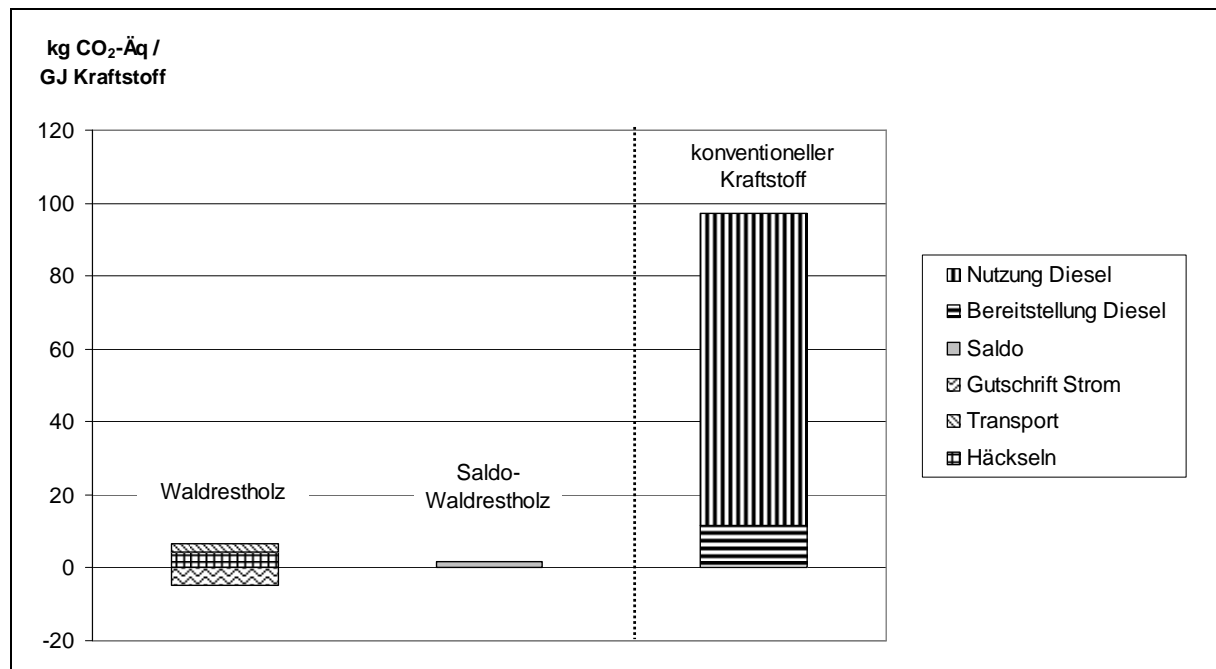
**Tabelle 6.1:** Treibhauspotenzial verschiedener Gase [Reinhardt et al., 2006]

Treibhausgas	CO <sub>2</sub> -Äquivalente (kg CO <sub>2</sub> -Äq / kg)
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> ), fossil	1
Methan (CH <sub>4</sub> )	21
Distickstoffmonoxid (N <sub>2</sub> O)	310

<sup>59</sup> Zur allgemeinen Vorgehensweise der Umrechnung sei auf [Reinhardt et al., 2006] verwiesen.

## 6.4.1. Treibhauspotenzial für Waldrestholz

Abbildung 6.9 zeigt die Treibhausgasemissionen je GJ hergestelltem FT-Kraftstoff für Waldrestholz im *Szenario zentrale Anordnung* sowie für konventionellen Dieseldieselkraftstoff. Weitere Ergebnisse für die verschiedenen Szenarien befinden sich im Anhang B.2.

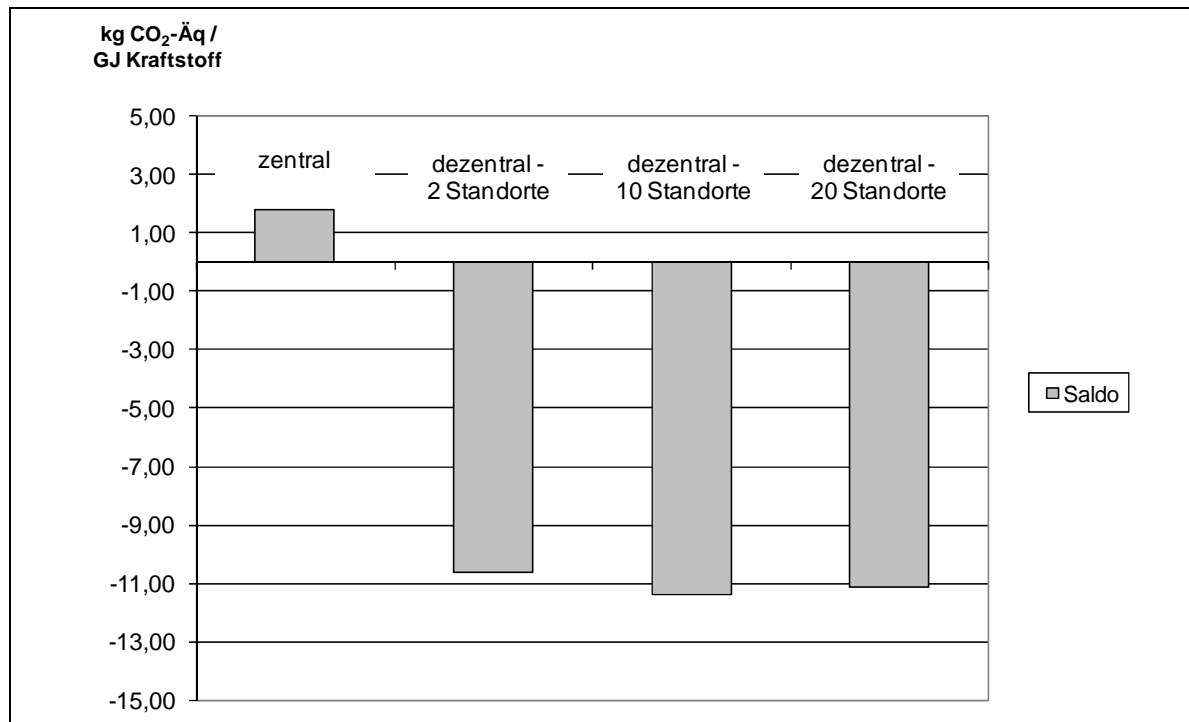


**Abbildung 6.9: Treibhausgasemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz sowie für konventionellen Dieseldieselkraftstoff**

Die treibhausrelevanten Emissionen entstehen beim Holzhäckseln und Transport. Direkte Emissionen aus dem Herstellungsprozess und Emissionen bei der Nutzung des FT-Kraftstoffs haben dagegen keine nennenswerten Anteile, da die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht einfließen. Die CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus der Stromerzeugung sind sehr gering und im Vergleich zu den Emissionen aus dem Transport und Häckseln vernachlässigbar. Konventioneller Dieseldieselkraftstoff verursacht dagegen bereits bei der Treibstoffbereitstellung mehr CO<sub>2</sub>-Äquivalente als FT-Kraftstoff aus Waldrestholz. FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz zeigen somit auch ohne die Berücksichtigung der Stromgutschrift erhebliche Einsparpotenziale an Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Herstellung von konventionellen Kraftstoffen. Aufgrund der Gutschriften aus dem Stromoutput ergibt sich schließlich ein noch höheres Einsparpotenzial.

Bei dezentraler Anordnung wird Holz in einem Blockheizkraftwerk verbrannt, um den Strom- und Wärmebedarf der dezentralen Standorte zu decken. Diese Verbrennung verursacht CO<sub>2</sub>-, CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen. Die CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen sind im Vergleich zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen sehr gering und wie bei der Stromerzeugung aus der GuD-Anlage vernachlässigbar. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind biogen und fließen somit nicht in die Bilanz ein.

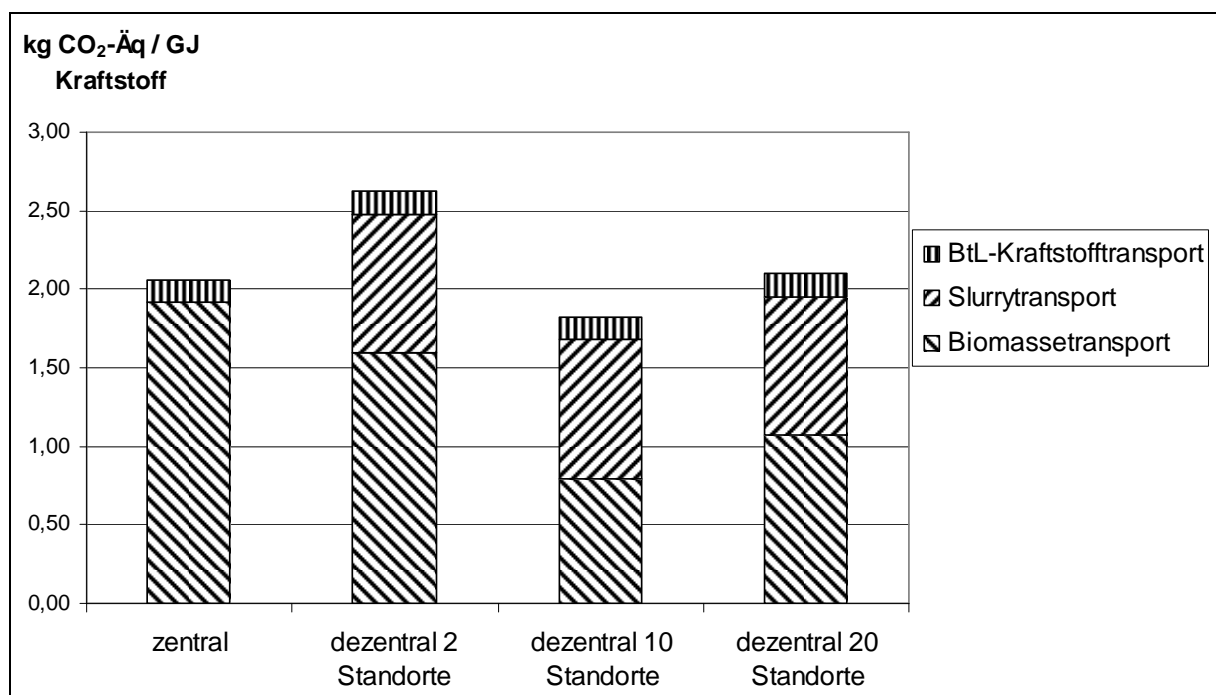
Abbildung 6.10 zeigt die Unterschiede zwischen den Szenarien *zentraler und dezentraler Anordnung*.



**Abbildung 6.10: Treibhauspotenzial für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für alle Szenarien**

Wie im Abschnitt 6.3.1 dargestellt, ist das Treibhauspotenzial für die dezentrale Anordnung wegen der höheren Stromgutschrift viel geringer als bei zentraler Anordnung. Das Treibhauspotenzial zwischen den drei Szenarien dezentraler Anordnung unterscheidet sich nur bezüglich des Transportes.

Abbildung 6.11 zeigt die Auswirkung der Szenarien für Waldrestholz auf die während des Transportes emittierten CO<sub>2</sub>-Äquivalente.

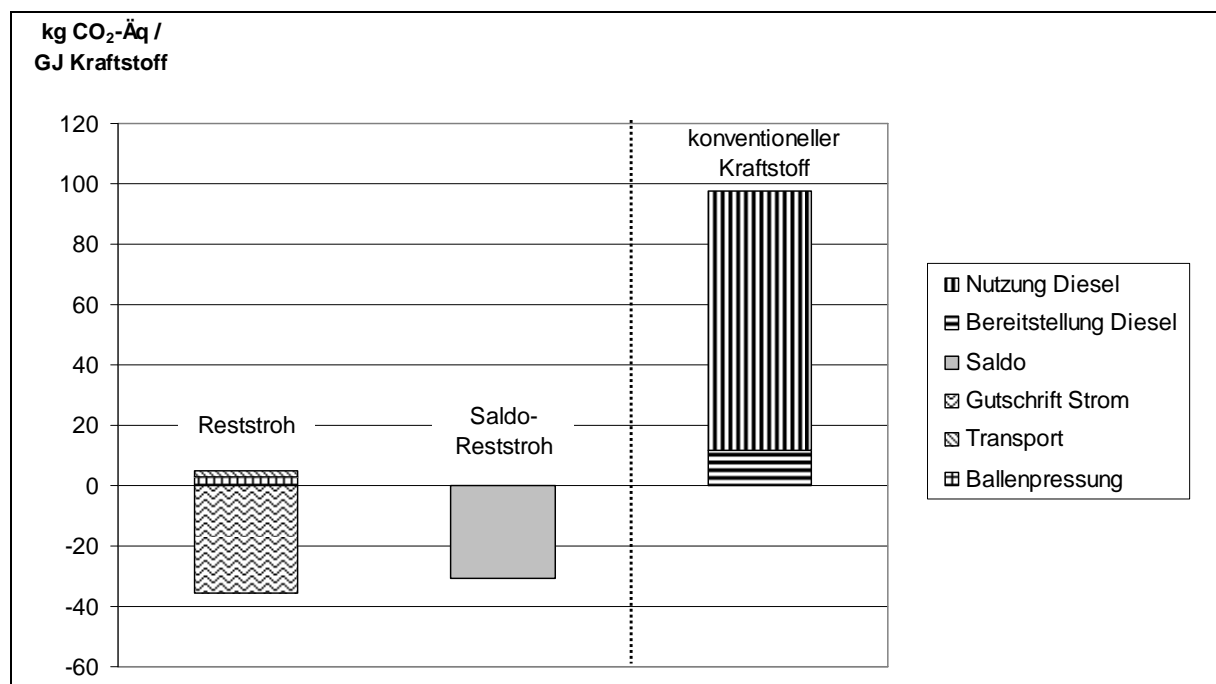


**Abbildung 6.11: Auswirkung der Szenarien auf die während des Transportes emittierten CO<sub>2</sub>-Äquivalente bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Waldrestholz**

Das Szenario *dezentral - 10 Pyrolysestandorte* zeigt hierbei die geringsten Emissionen für den Transport. Aufgrund der höheren Energiedichte des Slurrys ist es wie beim kumulierten Energieaufwand (vergleiche vorangehenden Abschnitt) auch bzgl. der Treibhausgasemissionen günstiger, die Biomasse auf einer vergleichsweise kurzen Strecke und den Slurry auf längeren Strecken zu transportieren. Da im Szenario *dezentral - 2 Pyrolysestandorte* die Biomasse über eine Strecke von 50 km transportiert wird, weist dieses somit mehr Emissionen als die anderen Szenarien auf. Bei Reststroh ergeben sich ähnliche Ergebnisse (vergleiche Anhang B). Im Szenario *zentral - 20 Standorte* führt wiederum der Transport der Biomasse durch Schlepper zu einer Verschlechterung der Bilanz<sup>60</sup>.

#### 6.4.2. Treibhauspotenzial für Reststroh

Abbildung 6.9 zeigt die Treibhausgasemissionen je GJ hergestelltem FT-Kraftstoff für Reststroh im *Szenario zentrale Anordnung* sowie für konventionellen Dieseldieselkraftstoff.



**Abbildung 6.12: Treibhausgasemissionen für FT-Kraftstoffe aus Reststroh sowie für konventionellen Dieseldieselkraftstoff**

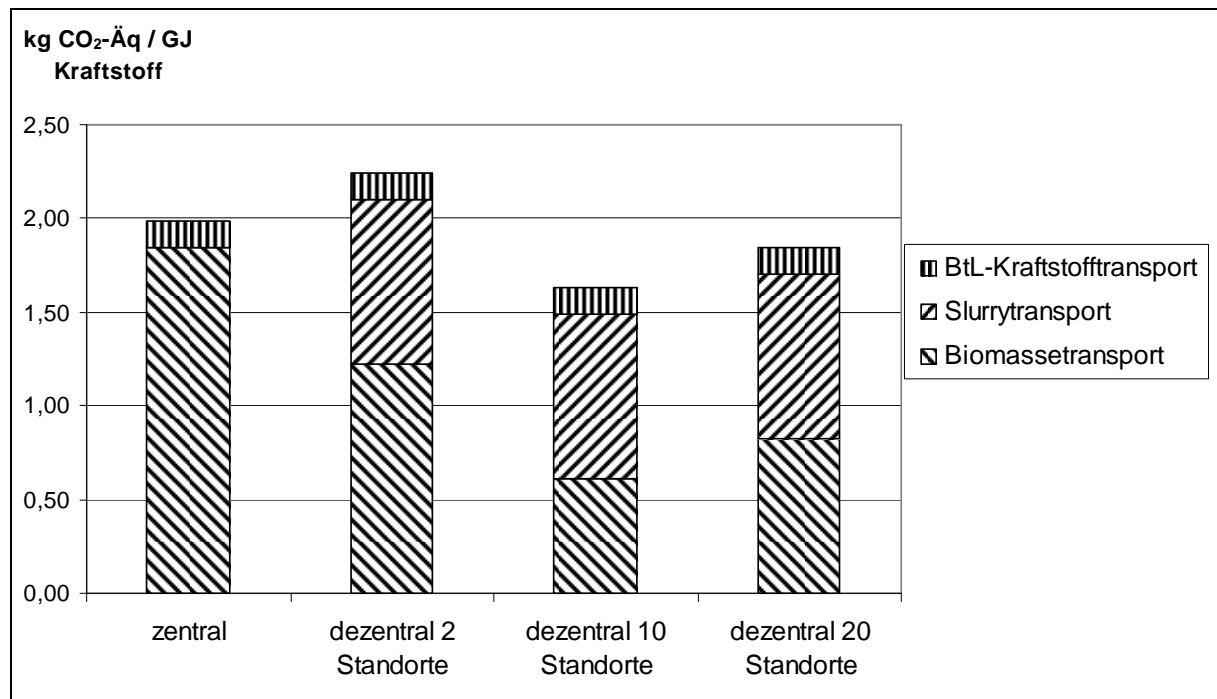
Wie bei Waldrestholz entfallen die treibhausrelevanten Emissionen auf die Bereitstellung und den Transport des Waldrestholzes und des FT-Kraftstoffes. Da die Netto-Stromleistung sehr groß ist, ergibt sich durch die Gutschriften eine Überkompensierung der Treibhausgasemissionen. Aufgrund der höheren Gutschriften aus dem Stromoutput sind die ausgewiesenen Emissionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten für Reststroh im Vergleich zu Waldrestholz niedriger.

Zwischen den Szenarien zentraler und dezentraler Anordnung sind geringe Unterschiede aufgrund des Transportes festzustellen. Die folgende Abbildung zeigt

<sup>60</sup> Vergleiche Abschnitt 6.3.



die Unterschiede zwischen den verschiedenen Szenarien für Reststroh bezüglich der Emissionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenteemissionen, die durch die Transporte verursacht werden.



**Abbildung 6.13:** Auswirkung der Szenarien auf die während des Transportes emittierten CO<sub>2</sub>-Äquivalenteemissionen bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Reststroh

Das Szenario *dezentral - 10 Pyrolysestandorte* zeigt, wie bei Waldrestholz, die geringsten Emissionen für den Transport. Im Vergleich mit *Waldrestholz bei dezentraler Anordnung* sind die spezifischen Emissionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten für Reststroh niedriger, da mehr FT-Kraftstoff hergestellt wird.

## 6.5. Versauerungspotenzial

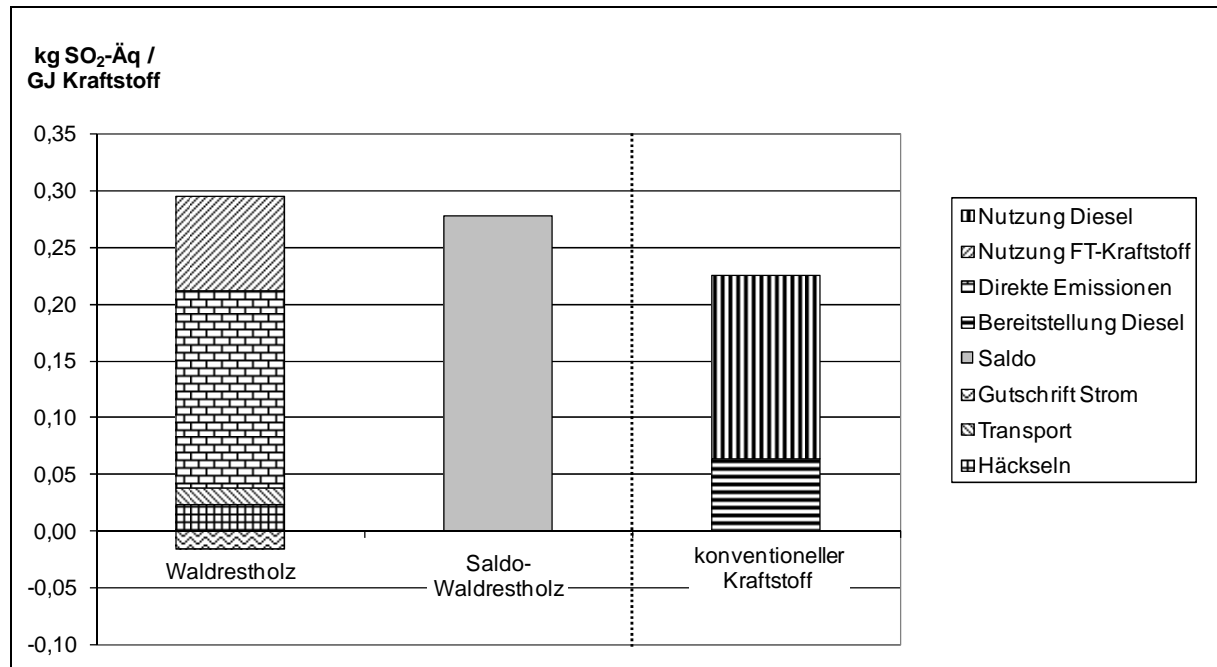
Eine Versauerung wird durch eine Verschiebung des Säuregleichgewichts in Böden und Gewässern durch Säure bildende Gase wie Schwefeldioxid, Ammoniak oder Chlorwasserstoff verursacht. Die Messung des Säurebildungspotenzials erfolgt hierbei durch Umrechnung auf SO<sub>2</sub>-Äquivalente [Reinhardt et al., 2006].

**Tabelle 6.2:** Versauerungspotenzial verschiedener Stoffe [Reinhardt et al., 2006]

Schadstoff	SO <sub>2</sub> -Äquivalente (kg SO <sub>2</sub> -Äq / kg)
Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> )	1
Stickoxide (NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> )	0,7
Chlorwasserstoff (HCl)	0,88
Fluorwasserstoff (HF)	1,6
Ammoniak (NH <sub>3</sub> )	1,88

## 6.5.1. Versauerungspotenzial für Waldrestholz

Abbildung 6.14 zeigt die Versauerungsemissionen je GJ hergestelltem FT-Kraftstoff für Waldrestholz im *Szenario zentrale Anordnung* sowie für konventionellen Dieselmotorkraftstoff. Weitere Ergebnisse für die verschiedenen Szenarien befinden sich im Anhang B.3.



**Abbildung 6.14: Versauerungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselmotorkraftstoff**

Ein großer Anteil der versauernden Emissionen entsteht bei der Stromerzeugung (aufgrund hoher NO<sub>x</sub>-Emissionen aus der GuD-Anlage) und bei der Verbrennung im Auto. Da im FT-Kraftstoff kein Schwefel enthalten ist, wird auch kein SO<sub>2</sub> bei der Verbrennung emittiert, was den Unterschied der Versauerungsemissionen bei der Verbrennung im Auto zwischen konventionellem Dieselmotorkraftstoff und FT-Kraftstoff erklärt. Die Auswirkungen von Transport und Häckseln sind hingegen gering. Im Vergleich mit der Herstellung von konventionellem Dieselmotorkraftstoff weist das BtL-Konzept höhere Versauerungspotenziale auf.

Die Verbrennung von Waldrestholz in Blockheizkraftwerken bei dezentraler Anordnung führt wegen hoher NO<sub>x</sub>-Emissionen ebenso zu relevanten Versauerungsemissionen. Die Versauerungsemissionen bei dezentraler Anordnung sind daher höher als bei zentraler Anordnung (vergleiche Abbildung 6.15). Die größere Stromgutschrift bei dezentraler Anordnung kann dabei die Versauerungsemissionen der BHKW nicht kompensieren. Dezentrale Szenarien zeigen somit ein höheres Versauerungspotenzial als das zentrale Szenario.

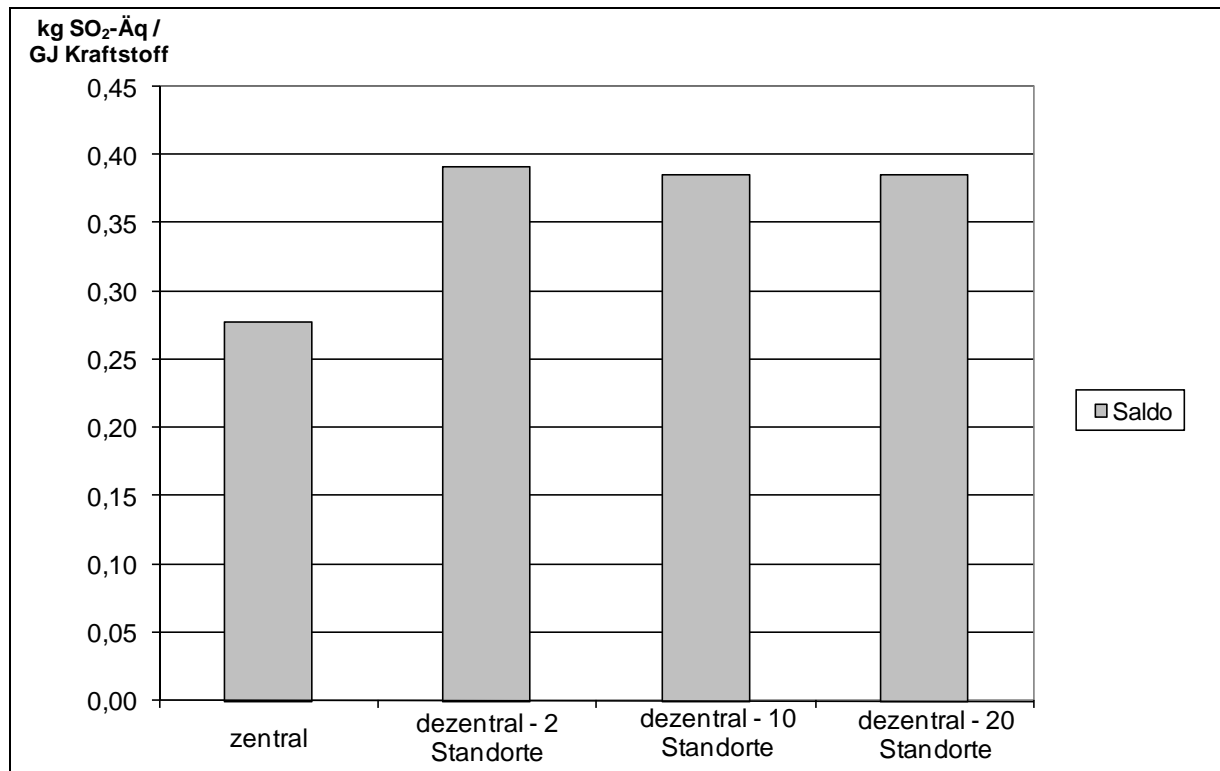


Abbildung 6.15: Versauerungspotenzial für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für alle Szenarien

Das Versauerungspotenzial zwischen den drei dezentralen Szenarien unterscheidet sich nur bezüglich des Transportes. Die folgende Abbildung zeigt daher die Abhängigkeit der durch den Transport emittierten SO<sub>2</sub>-Äquivalente der verschiedenen Szenarien für die Biomasse Waldrestholz.

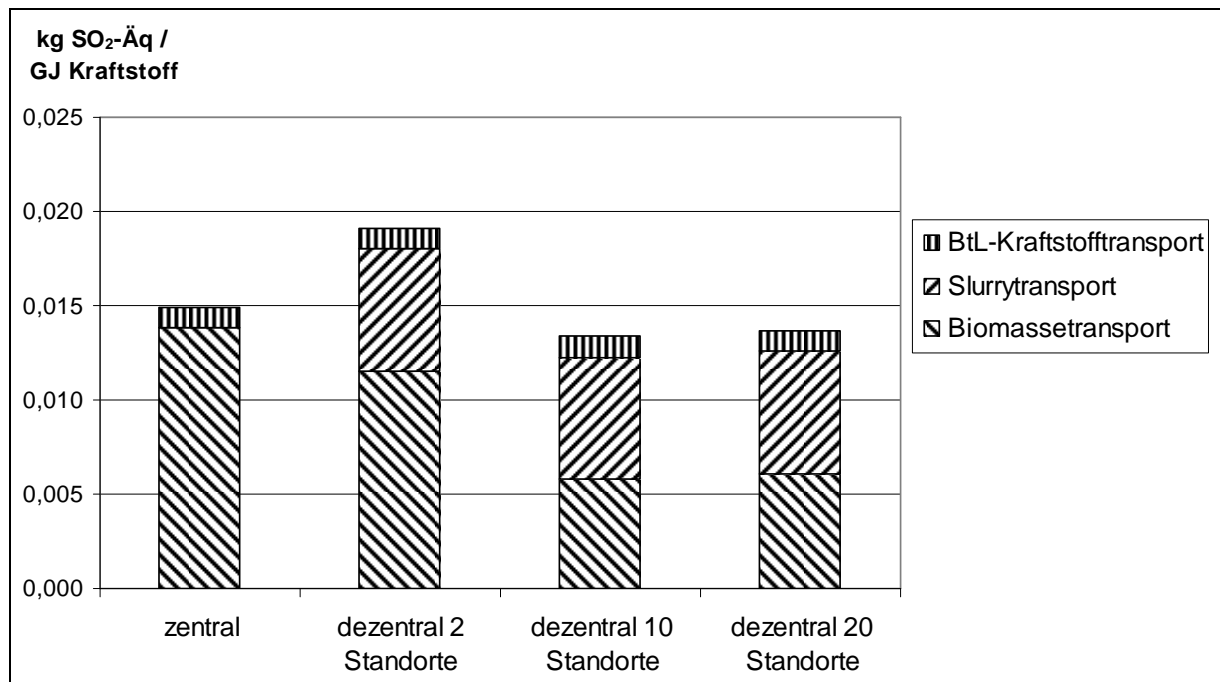
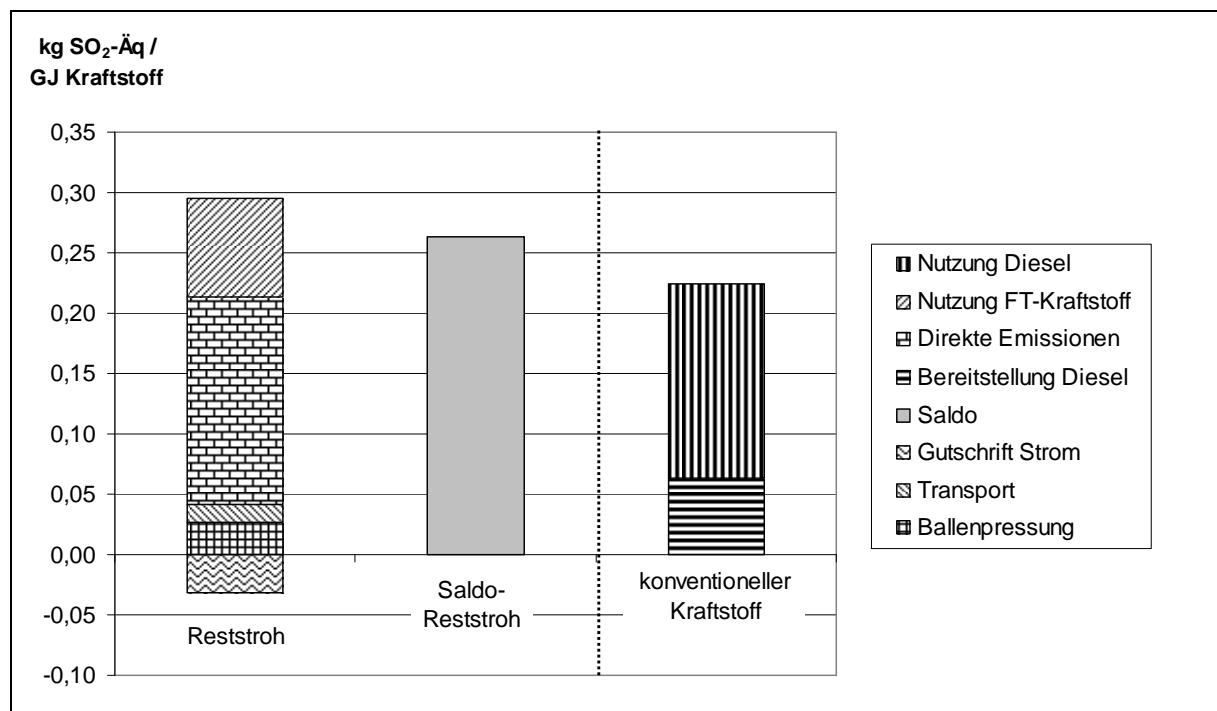


Abbildung 6.16: Auswirkung der Szenarien auf die durch den Transport emittierten SO<sub>2</sub>-Äquivalente bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Waldrestholz

Wie beim Treibhauseffekt (vergleiche Abschnitt 6.4.1) zeigt auch hier das *Szenario dezentral - 10 Pyrolysestandorte* die geringsten Emissionen. Die Emissionen an  $\text{SO}_2$ -Äquivalenten durch den Transport sind im Vergleich mit den versauernden Emissionen bei der Stromerzeugung und bei der Verbrennung im Auto sehr gering.

### 6.5.2. Versauerungspotenzial für Reststroh

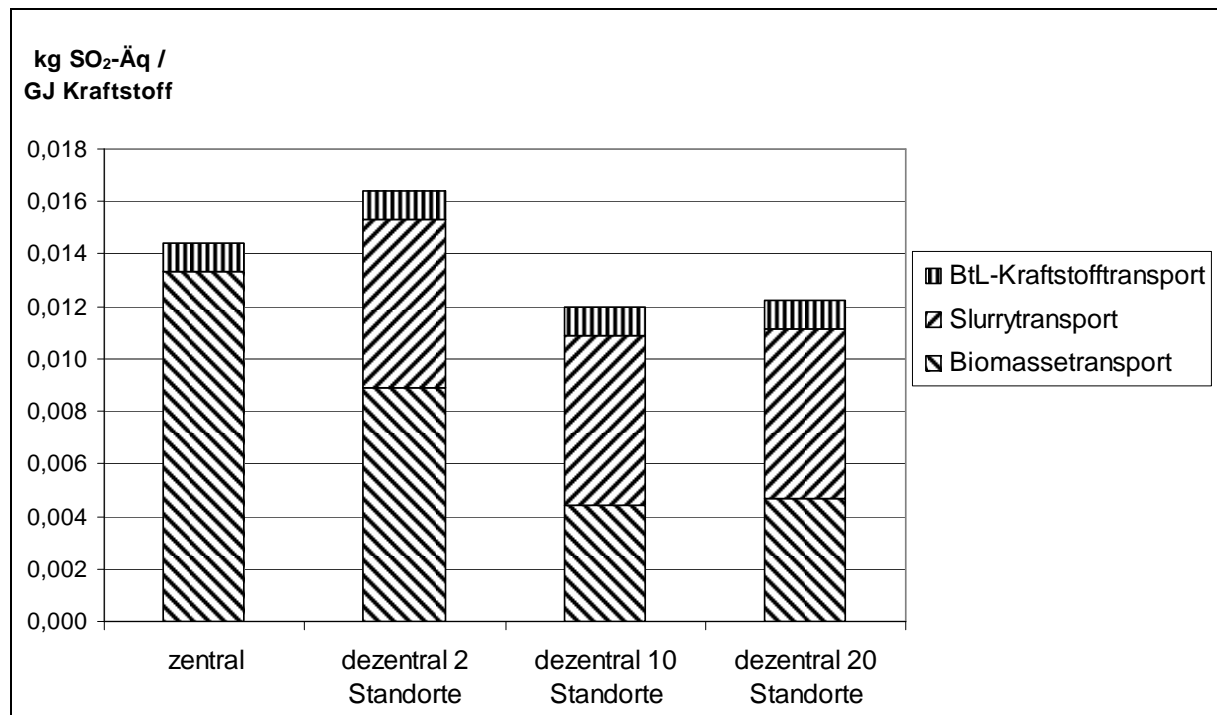
In Abbildung 6.17 sind die ermittelten Versauerungsemissionen je GJ produziertem FT-Kraftstoff im *Szenario zentrale Anordnung* für Reststroh sowie für konventionellen Dieseldieselkraftstoff dargestellt.



**Abbildung 6.17: Versauerungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Reststroh und für konventionellen Dieseldieselkraftstoff**

Wie bei Waldrestholz entsteht ein großer Anteil der versauernden Emissionen bei der Stromerzeugung und bei der Verbrennung im Auto. Dabei schneidet FT-Kraftstoff aus Reststroh aufgrund der größeren Gutschriften aus dem zusätzlichen Stromoutput besser ab als der Kraftstoff aus Waldrestholz.

Die folgende Abbildung zeigt die Unterschiede zwischen den verschiedenen Szenarien für Reststroh auf die Versauerungsemissionen, die durch die Transporte verursacht werden.



**Abbildung 6.18: Auswirkung der Szenarien auf die durch den Transport emittierten SO<sub>2</sub>-Äquivalente bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Reststroh**

Wie beim Treibhauseffekt (vergleiche Abschnitt 6.4.2) zeigt auch hier das Szenario *dezentral - 10 Pyrolysestandorte* die geringsten Emissionen. Die Emissionen an SO<sub>2</sub>-Äquivalente durch den Transport stellen allerdings nur einen geringen Anteil der gesamten Versauerungsemissionen bei der Herstellung von FT-Kraftstoffen dar.

## 6.6. Eutrophierungspotenzial

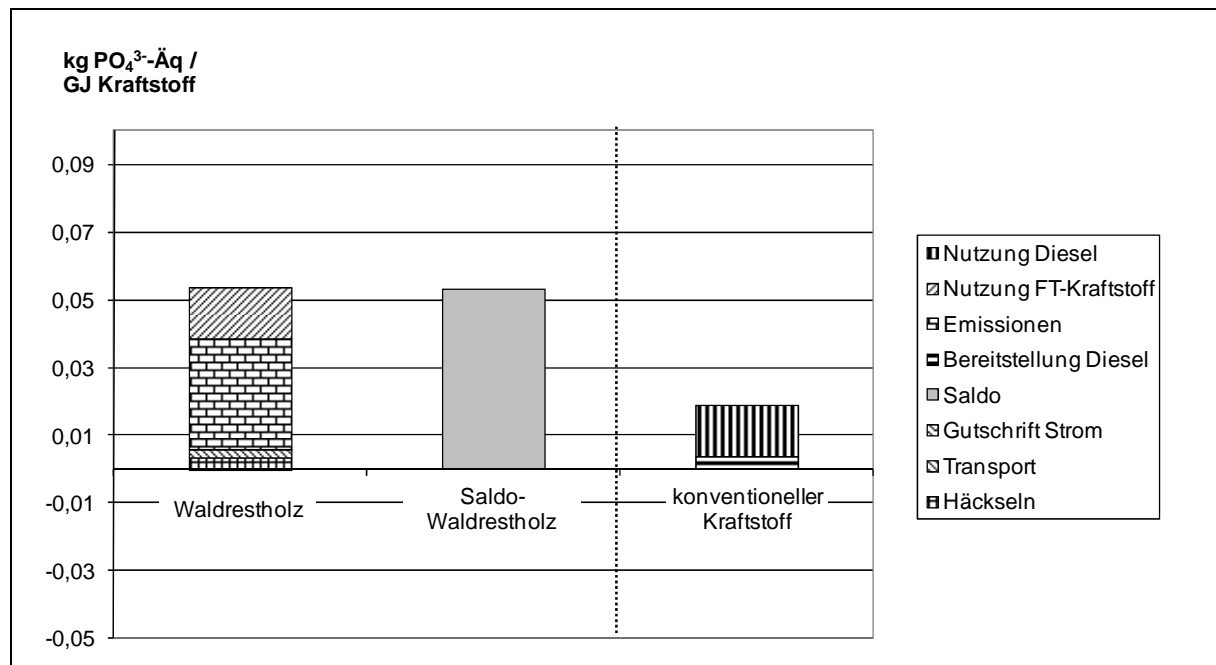
Der Begriff Eutrophierung bezeichnet eine Nährstoffzufuhr im Übermaß, sowohl für Gewässer als auch für den Boden. Die hier entscheidenden Nährstoffe sind Phosphate, Stickoxide und Ammoniak. Phosphate wird über den Wasserpfad an die Umwelt abgegeben, Stickoxide und Ammoniak über die Luft. Die Messung des Eutrophierungspotenzials erfolgt durch Umrechnung auf PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>-Äquivalente [Reinhardt et al., 2006].

**Tabelle 6.3: Eutrophierungspotenzial verschiedener Stoffe [Reinhardt et al., 2006]**

Nährsubstanz	PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -Äquivalente (kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -Äq / kg)
Stickoxide (NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> )	0,13
Ammoniak (NH <sub>3</sub> )	0,346

## 6.6.1. Eutrophierungspotenzial für Waldrestholz

Abbildung 6.19 zeigt die die Eutrophierungsemissionen je GJ hergestelltem FT-Kraftstoff für Waldrestholz im *Szenario zentrale Anordnung* sowie für konventionellen Dieselkraftstoff. Weitere Ergebnisse für die verschiedenen Szenarien befinden sich im Anhang B.4.



**Abbildung 6.19: Eutrophierungspotenzial für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff**

Wie bei den Versauerungsemissionen entstehen große Anteile der Eutrophierungsemissionen bei der Stromerzeugung (aufgrund hoher NO<sub>x</sub>-Emissionen aus der Gasturbine) und bei der Verbrennung im Auto. Die Auswirkungen von Transport und Häckseln sind im Gegensatz dazu gering. Im Vergleich mit der Herstellung von konventionellem Dieselkraftstoff weist das BtL-Konzept mit Reststroh trotz der Stromgutschrift ein höheres Eutrophierungspotenzial auf.

Wegen der hohen NO<sub>x</sub>-Emissionen aus den Blockheizkraftwerken sind die Eutrophierungsemissionen bei dezentraler Anordnung höher als bei zentraler Anordnung. Die Stromgutschrift kann die Eutrophierungsemissionen aus dem BHKW dabei nicht kompensieren. Abbildung 6.20 zeigt die Unterschiede zwischen den Szenarien *zentraler und dezentraler Anordnung*.

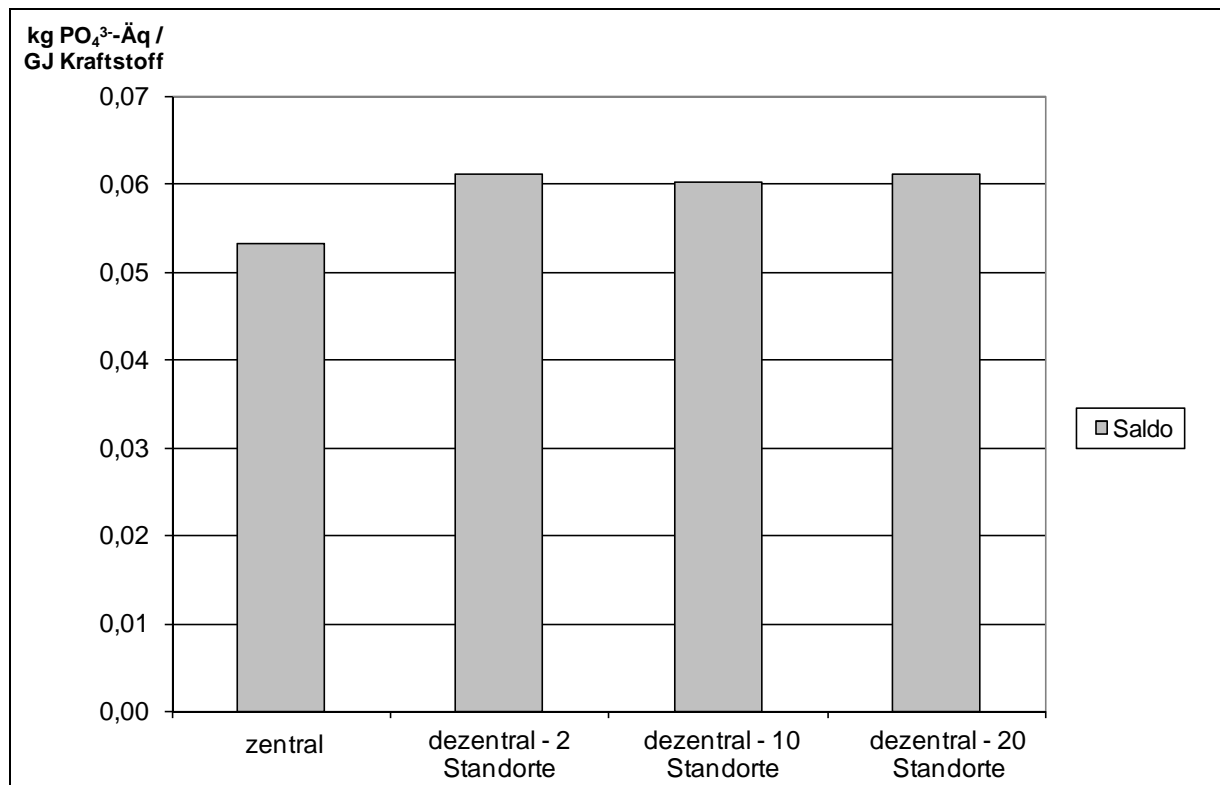


Abbildung 6.20: Eutrophierungspotenzial für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz für alle Szenarien

Zwischen den dezentralen Szenarien sind geringere Unterschiede festzustellen. Diese Unterschiede erklären sich durch die während des Transportes emittierten  $\text{PO}_4^{3-}$ -Äquivalente (vergleiche Abbildung 6.21).

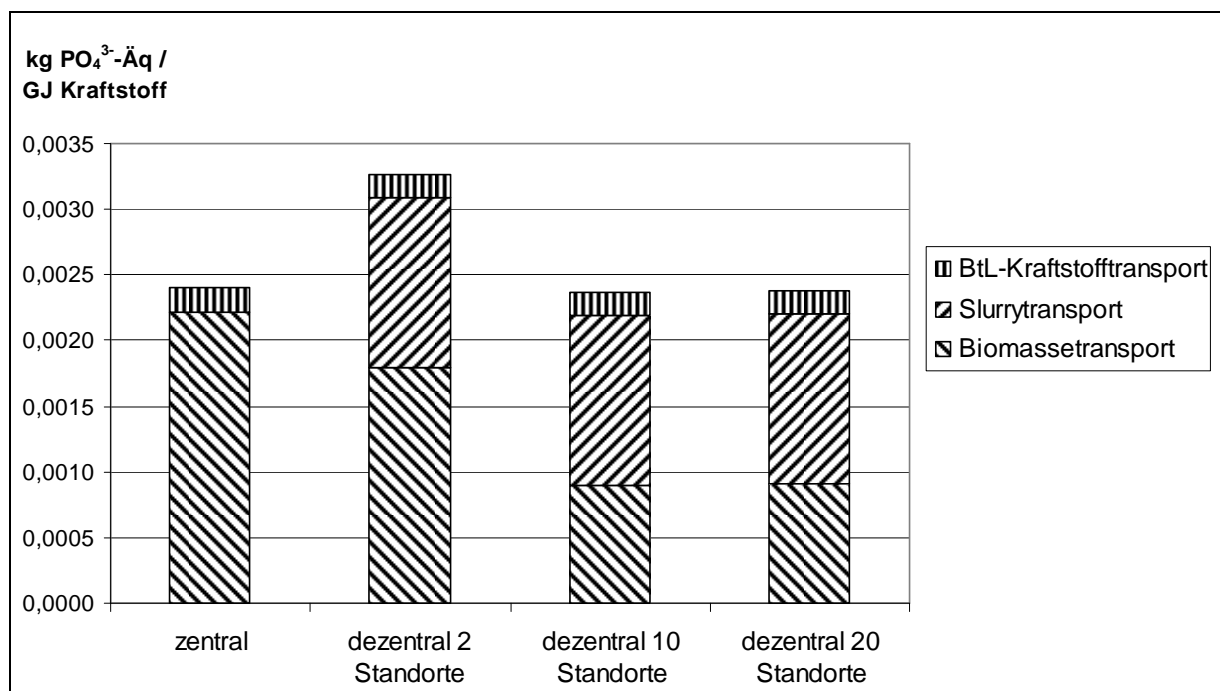
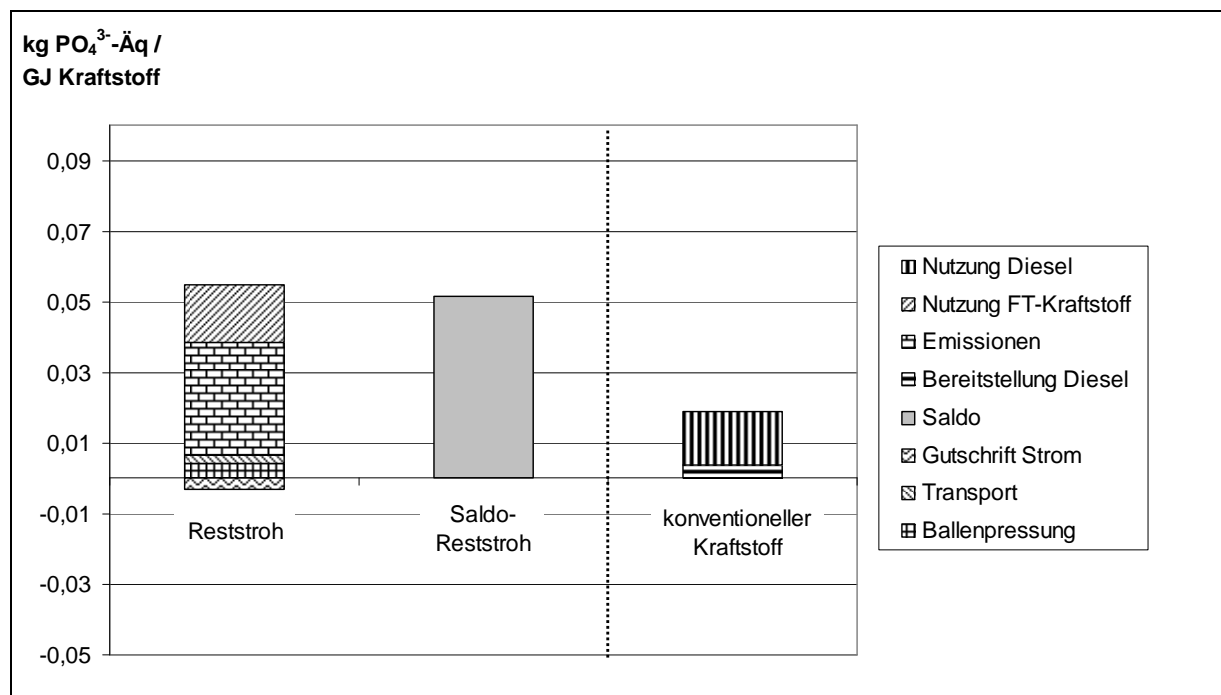


Abbildung 6.21: Auswirkung der Szenarien auf die während des Transportes emittierten  $\text{PO}_4^{3-}$ -Äquivalente bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Waldrestholz

Wie beim Versauerungspotenzial (vergleiche Abschnitt 6.5.1) zeigt auch hier das *Szenario dezentral - 10 Pyrolysestandorte* die geringsten Emissionen. Diese Emissionen stellen aber nur einen geringen Anteil der gesamten Eutrophierungsemissionen dar.

### 6.6.2. Eutrophierungspotenzial für Reststroh

Abbildung 6.22 zeigt die Eutrophierungsemissionen je GJ produziertem FT-Kraftstoff für Reststroh im *Szenario zentrale Anordnung* sowie für konventionellen Dieselmkraftstoff.

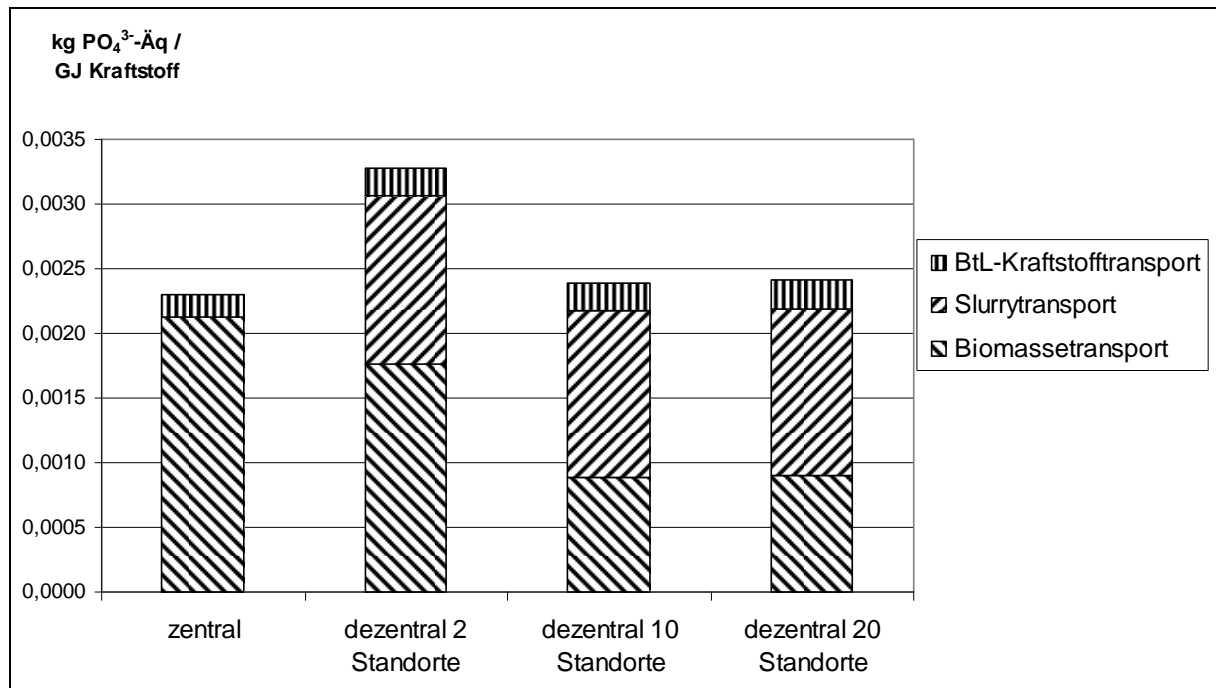


**Abbildung 6.22: Eutrophierungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Reststroh und für konventionellen Dieselmkraftstoff**

Wie bei Waldrestholz entsteht ein großer Anteil der eutrophierenden Emissionen bei der Stromerzeugung aus der GuD-Anlage und bei der Verbrennung im Auto. Wegen höheren Gutschriften aus dem zusätzlichen Stromoutput hat der FT-Kraftstoff aus Reststroh hier eine bessere Umweltwirkung als FT-Kraftstoff aus Waldrestholz.

Die Szenarien unterscheiden sich bezüglich des Transportes. Die folgende Abbildung zeigt den Einfluss der Szenarien für Reststroh auf die während des Transportes emittierten  $\text{PO}_4^{3-}$ -Äquivalenteemissionen.





**Abbildung 6.23:** Auswirkung der Szenarien auf die während des Transportes emittierten  $\text{PO}_4^{3-}$ -Äquivalentemissionen bei der Herstellung von FT-Kraftstoff aus Reststroh

Wie beim Treibhauspotenzial und Versauerungspotenzial (vergleiche Abschnitt 6.5.2 und Abschnitt 6.4.2) zeigt das Szenario *dezentral - 10 Pyrolysestandorte* beim Transport die geringsten eutrophierenden Emissionen.

## 6.7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ziel der ökologischen Analyse des betrachteten Verfahrenskonzeptes ist es, die Effekte der Herstellung und Verbrennung von FT-Kraftstoffen auf die natürliche Umwelt und den Menschen darzustellen und zu diskutieren. Hierzu wird die Methode der Ökobilanzierung verwendet. Relevante Wirkungskategorien im Rahmen der vorliegenden Arbeit sind der Verbrauch an erschöpflichen Energieressourcen, die Auswirkungen auf den Treibhaus- sowie auf den Versauerungs- und Eutrophierungseffekt. Dabei werden diese Kategorien jeweils für die verschiedenen Szenarien untersucht.

Für Reststroh kann dabei zusammenfassend festgehalten werden, dass sich je nach Wirkungskategorie leichte Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien ergeben. In den Kategorien Kumulierter fossiler Energieaufwand und Treibhauspotenzial ist der Transport für einen großen Teil der fossilen Energieaufwendung bzw. der treibhausrelevanten Emissionen verantwortlich und erklärt somit die Unterschiede von +/- 10 % zwischen den verschiedenen Szenarien. In den Kategorien Versauerungspotenzial und Eutrophierungspotenzial liegen die Unterschiede zwischen den alternativen Szenarien im Bereich von +/- 3 %, wobei das *Szenario dezentrale Vorbereitung – 10 Pyrolysestandorte* in beiden Fällen die vorteilhafteste Alternative darstellt. Der Transport hat dabei im Rahmen dieser Kategorien keinen großen Einfluss.

Für Waldrestholz sind die Ergebnisse anders. Zwischen den Szenarien zentrale und dezentrale Anordnung ergeben sich schon in der Stoff- und Energiebilanzierung Unterschiede, was dann auch zu Abweichungen bei den Umweltauswirkungen führt. In den Kategorien Kumulierter fossiler Energieaufwand und Treibhauspotenzial ist analog zur Biomasseart Reststroh der Transport für einen großen Teil der fossilen Energieaufwendungen bzw. der treibhausrelevanten Emissionen verantwortlich. Wegen einer höheren Stromgutschrift bei den dezentralen Szenarien ergeben sich bei diesen Szenarien allerdings größere Einsparpotenziale im Hinblick auf fossile Energie und Treibhausgase. In beiden Kategorien stellt das *Szenario dezentrale Vorbereitung – 10 Pyrolysestandorte* die vorteilhafteste Alternative dar. In den Kategorien Versauerungspotenzial und Eutrophierungspotenzial kann die Stromgutschrift dagegen die Emissionen aus den Blockheizkraftwerken nicht kompensieren. Das *Szenario zentrale Anordnung* ist daher für diese beiden Kategorien die vorteilhafteste Alternative.

Im Vergleich mit fossilen Kraftstoffen zeigt das BtL-Konzept in den verschiedenen Wirkungskategorien unterschiedliche Ergebnisse. FT-Kraftstoffe haben eindeutige Vorteile bei der Einsparung von fossiler Energie und Treibhausgasen. Ohne die Berücksichtigung der Stromgutschrift ist ein Reduzierungspotenzial von ca. 95 % für FT-Kraftstoffe aus Reststroh möglich und mit Berücksichtigung sogar von bis zu 125 %. Für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz ist ohne Berücksichtigung der Stromgutschrift ein Reduzierungspotenzial von ca. 90 % für beide Szenarien beziehungsweise von ca. 100 % bei Berücksichtigung der Stromgutschrift für das zentrale Szenario und ca. 115 % für die dezentralen Szenarien möglich.

Bei der Versauerung treten dagegen tendenziell eher Nachteile auf. In dieser Wirkungskategorie stellen die NO<sub>x</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung die Hauptemissionen dar. Eine Reduzierung könnte mit dem Einsatz einer DeNO<sub>x</sub>-Anlage erreicht werden. Ohne die Berücksichtigung der Stromgutschrift ergibt sich für FT-Kraftstoffe aus Reststroh ein um 30 % höheres Versauerungspotenzial als für konventionellen Kraftstoff und mit Berücksichtigung von ca. 15 %. Für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz ergibt sich ohne die Berücksichtigung der Stromgutschrift dagegen ein höheres Potenzial von ca. 30 % bei zentraler Anordnung und ca. 90 % bei dezentraler Anordnung, beziehungsweise von ca. 25 % und von ca. 70 % mit Berücksichtigung der Stromgutschrift.

Bezüglich der Eutrophierung sind analog zur Versauerung vor allem die NO<sub>x</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung ursächlich. Hier sind die Ergebnisse ebenso deutlich schlechter als bei der Herstellung von konventionellem Dieselkraftstoff. Bei allen Szenarien ergeben deutlich höhere Eutrophierungspotenziale wie bei fossilem Kraftstoff. Diese können auch nicht durch die Berücksichtigung der Stromgutschrift ausgeglichen werden. Reststroh zeigt beispielsweise eine Erhöhung des Potenziales von 180 %.

Die Gutschriften aus dem zusätzlichen Stromoutput für Reststroh sind ein Vorteil bei der Nutzung dieser Biomasseart: Der „saubere“ Strom ersetzt den zum großen Teil fossil erzeugten Strom des Strommixes in Deutschland. Infolge einer Senkung der Schadstoffemissionen in Deutschland bei der Stromerzeugung könnte sich dieser vorteilhafte Effekt jedoch abschwächen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass in allen Szenarien für den kumulierten fossilen Energieaufwand und Treibhauspotenzial Umweltvorteile und für Versauerungspotenzial und Eutrophierungspotenzial Nachteile festgestellt wurden, so dass aus Umweltsicht keine abschließende Aussage dahingehend getroffen werden kann, ob FT-Kraftstoffe günstiger oder ungünstiger als fossile Kraftstoffe sind.

## 7. Kostenschätzung einer Prozesskette zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen

Wichtige Kriterien zur Bewertung der Kraftstoffherstellung aus Biomasse sind die Schätzung der notwendigen Investitionen für die Anlagen und die Schätzung der Herstellkosten in Euro/Liter. Ziel dabei ist es, zu bewerten, ob bzw. unter welchen Bedingungen die Umsetzung einer entsprechenden Prozesskette ökonomisch sinnvoll ist. Insbesondere können die Herstellkosten mit dem aktuellen Marktpreis für Kraftstoffe aus fossilen Quellen verglichen werden.

Im Folgenden werden zunächst die Grundlagen der Kostenschätzung dargestellt (Abschnitt 7.1). Daran anschließend wird das methodische Vorgehen zur Abschätzung der jährlichen Gesamtkosten erläutert (Abschnitt 7.2). Dazu werden für die verschiedenen Verfahrensschritte der betrachteten Prozesskette die Investitionen sowie die betriebsmittelverbrauchsabhängigen Kosten, die Personalkosten, die Transportkosten und die Verkaufserlöse aus der Stromerzeugung ermittelt. Ausgangspunkt für die Berechnung der Gesamtkosten sind die Ergebnisse der Stoff- und Energiebilanzierung, die mit in die Kostenschätzung einfließen. Die Kostenschätzung bildet dann die Grundlage für die in Kapitel 8 betrachtete Standortplanung. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird abschließend durch Parametervariation der Einfluss einzelner Faktoren auf die Herstellkosten betrachtet (Abschnitt 7.3).

### 7.1. Grundlagen der Kostenschätzung

Für verfahrenstechnische Anlagen wurden in der Literatur zahlreiche Methoden zur Vorausbestimmung von Investitionen bzw. Kosten entwickelt. Hierzu werden die folgenden Abschnitte einen Überblick geben<sup>61</sup>, bevor im Anschluss die Methoden im Hinblick auf ihre Übertragbarkeit auf die betrachtete Prozesskette zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse (vergleiche Abschnitt 7.2) geprüft werden.

#### 7.1.1. Schätzung der jährlichen Gesamtkosten

Zunächst stellt sich die Frage, welches die wesentlichen Parameter sind, die den Kapitalbedarf einer geplanten Investition bzw. die Kosten beeinflussen. Dafür sind diese Parameter im Einzelnen zu bestimmen und mittels einer geeigneten Schätzung zu quantifizieren. Die jahresbezogenen Kosten einer Prozesskette können nach dem folgenden stoff- und energiestromorientierten Ansatz ermittelt werden [Rentz, 1979], [Remmers, 1991], [Spengler, 1998]:

$$K = \underbrace{\sum_{d \in D} a_d (I - \Delta I_d)}_{\text{investitionsabhängige Kostenarten}} + \underbrace{\sum_{v \in V} m_v \cdot p_v}_{\text{betriebsmittelverbrauchsabhängige Kostenarten}} + \underbrace{\sum_{b \in B} A_b \cdot p_b}_{\text{Personalkosten}} + \underbrace{\sum_{s \in S} C_s}_{\text{Sonstige Kosten}} - \underbrace{\sum_{u \in U} |E_u|}_{\text{Erlöse}} \quad (7.1)$$

<sup>61</sup> Die methodische Beschreibung der verschiedenen Verfahren zur Kosten- und Investitionsschätzung orientiert sich an [Remmers, 1991], [Nunge, 2001].

Hierin bedeuten:

$K$	(€/a)	Jährliche Gesamtkosten
$I$	(€)	Kapitalbedarf der Investition
$a_d$	(1/a)	Prozentsatz für die Ermittlung der investitionsabhängigen Kostenarten $d \in D$
$\Delta I_d$	(€)	Hinzurechnungen und/oder Kürzungen des Kapitalbedarfs der Investition $I$ bei den Kostenarten $d \in D$
$m_v$	(ME/a)	Technische Verbrauchsmenge von $v \in V$ (z.B. elektrischer Strom, Wasser, ...) aus der Stoff- und Energiebilanzierung
$p_v$	(€/ME)	Zur Verbrauchsmenge $v$ gehörender Verrechnungspreis
$A_b$	(Beschäftigte)	Personalbedarf der Art $b \in B$
$p_b$	(€/a und Beschäftigtem)	Dem Personalbedarf $A_b$ zugeordnete Personalkosten
$C_s$	(€/a)	Sonstige Kosten, die nicht in den anderen Kostenkategorien erfasst werden können (z.B. Kosten für Betriebsfeuerwehr)
$E_u$	(€/a)	Erlöse für Kuppelprodukte, gegebenenfalls gekürzt um (direkte) Vertriebskosten

Die erste wesentliche Größe dieser Schätzfunktion, die es zu ermitteln gilt, ist die Investition  $I$ .

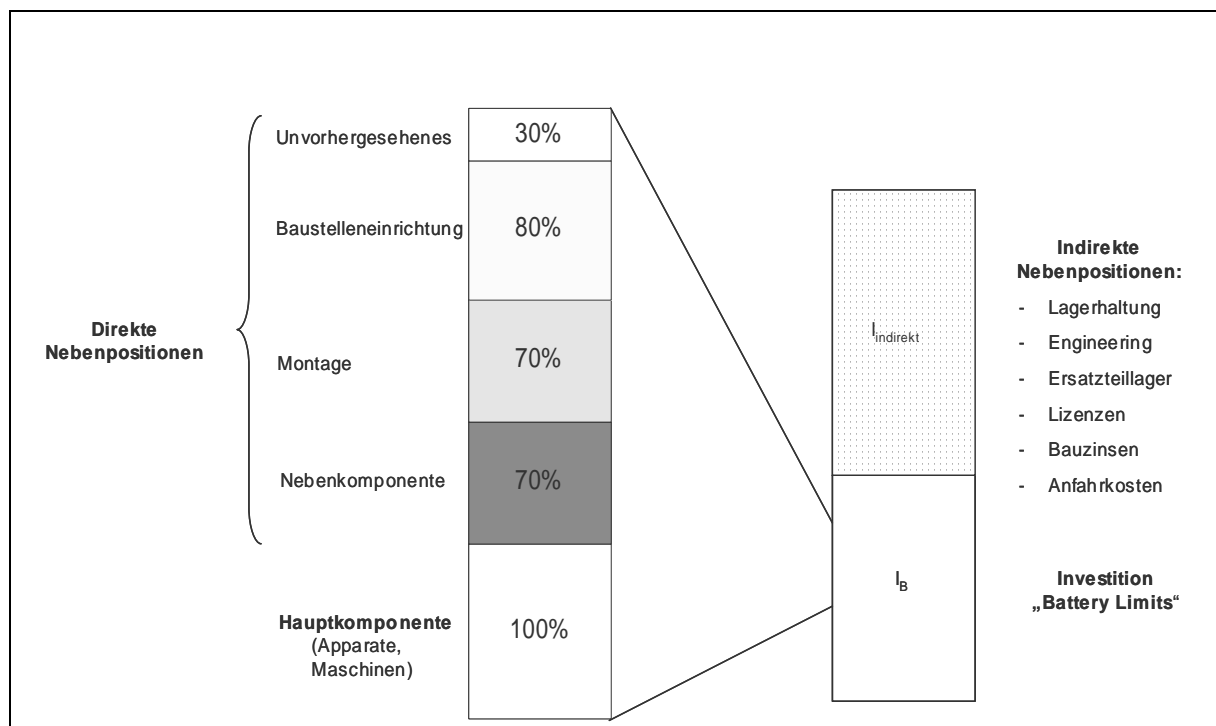
### 7.1.2. Schätzung von Investitionen

Die Investition einer Anlage wird definiert als die Summe aller Ausgaben bzw. der gesamte Anlagenkapitalbedarf vom Planungsbeginn bis zur Inbetriebnahme der Anlage. Zur Ermittlung müssen zuerst alle in die Investition eingehenden Komponenten vollständig erfasst werden. Folgende Liste beschreibt mögliche Komponenten:

- Lieferung (einschließlich Mess- und Regeltechnik, Fracht, Verpackung),
- Montage (einschließlich Montageversicherung, Inbetriebnahme),
- Bau (Fundamente, Grundstückerschließung),
- Anstriche und Isolierungen,
- Engineering und Consulting,
- Zölle und Lizenzen,
- Energieversorgung und andere Ver- und Entsorgungseinrichtungen,
- Off-sites (z. B. Straßen, Sozialräume, Kanalisation),
- Ersatzteillager,
- Messgeräte für verschiedene Zwecke,
- Bauzinsen,
- eigene Planung,

- Grundstück,
- Ausgaben für das Genehmigungsverfahren,
- Zusatzinvestitionen (Transport- und Baustelleneinrichtungen),
- Rohstofflager und eventuell langfristig betriebsnotwendiger Mindestlagerbestand sowie allgemein Vergrößerungen des Umlaufvermögens,
- Unvorhergesehenes.

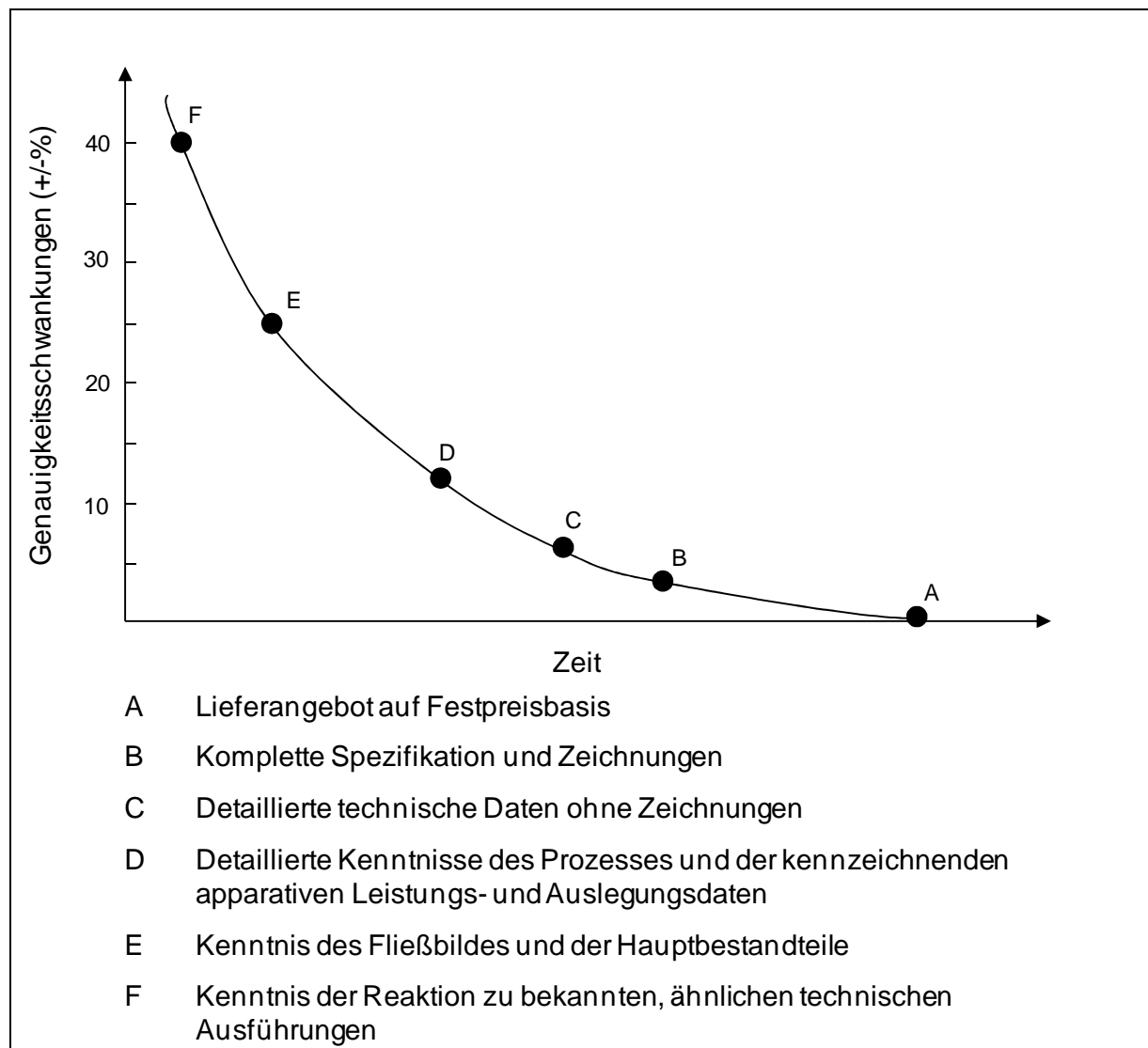
Die Investition dieser einzelnen Komponenten können zu verschiedene Detailstufen zusammengefasst werden. Eine mögliche Struktur der Investition wird in Abbildung 7.1 dargestellt.



**Abbildung 7.1: Mögliche Struktur der Kapitalbedarfspositionen einer Investition (in Anlehnung an [Remmers, 1991])**

Der Kapitalbedarf eines Investitionsvorhabens lässt sich in mehrere grobe Kapitalbedarfspositionen gliedern. Die Investition „Battery Limits“ gliedert sich hierbei in den direkten Kapitalbedarf für Hauptkomponenten, Nebenkomponenten und deren Montage sowie den Kapitalbedarf für die Baustelleneinrichtung und das Unvorgesehene. Die Hauptkomponenten, d.h. Apparate und Maschinen, werden im Rahmen der Entwicklung eines Verfahrens bzw. einer Prozesskette an erster Stelle festgelegt. Sie stellen in der Regel 25 - 40 % des gesamten Investitionsbedarfs dar und dienen als Zuschlagsbasis für eine Abschätzung weiterer Kapitalbedarfspositionen über prozentuale Erfahrungssätze. Andere Investitionskomponenten können zu direkten und indirekten Nebenpositionen zusammengefasst werden. In Abbildung 7.1 sind beispielweise die Ausgaben für die Montage und die Bauteile innerhalb der direkten Nebenpositionen erfasst, die Ausgaben für das Engineering und die Lizenzen dagegen den indirekten Nebenpositionen zugeteilt.

Die Erfassung aller dieser Komponenten der Investition im Rahmen der Vorkalkulation ist eine schwierige Aufgabe. Es besteht oft das Dilemma der Diskrepanz zwischen dem geforderten Genauigkeitsgrad und dem verfügbaren Ausführungsgrad der technischen Unterlagen. Der Zeit- und Kostenaufwand nimmt mit der Genauigkeit der Investitionsschätzung zu. Daraus ergibt sich die Frage, welche Genauigkeit zu welchem Zeitpunkt erforderlich ist. In Abbildung 7.2 sind unterschiedliche Genauigkeiten bzw. Genauigkeitsschwankungen von Investitionsschätzungen in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Informationen abgebildet [Schwind, 1979].



**Abbildung 7.2: Genauigkeitsschwankungen von Investitionsschätzungen im Ablauf des Planungsprozesses [Schwind, 1979]**

Um eine möglichst hohe Genauigkeit zu erreichen, müssen alle Lieferangebote auf Festpreisbasis für alle Komponenten vorliegen. Informationen auf Basis anderer Kenntnisse können mit geringerem zeitlichem Aufwand beschafft werden, führen aber zu größeren Schwankungen bezüglich der Genauigkeit. Für die Vorkalkulation sollte die Methode angewendet werden, die dem jeweiligen technischen Projektierungsstand adäquat ist. Dabei ist auch die Auswertung von bereits aus

Erfahrung bekannten Kapitalbedarfs- und Kostendaten von großer Bedeutung. Mittels einer systematischen und umfangreichen Datensammlung können somit bereits in einer frühen Phase der Vorkalkulation gute Ergebnisse erzielt werden.

Es gibt verschiedene Methoden zur Investitionsschätzung, die sich hinsichtlich der benötigten Informationsfülle und damit wie beschrieben in ihrer Genauigkeit unterscheiden. Die in den folgenden Unterabschnitten aufgeführten Verfahren werden zunehmend genauer und erfordern dementsprechend detailliertere Projektierungsunterlagen. Sie gliedern sich in die drei großen Gruppen *summarische Verfahren*, *Faktormethoden* und *detaillierte Einzelermittlung*.

#### 7.1.2.1. Summarische Verfahren

Summarische Verfahren ermitteln das Anlagenkapital sofort als Gesamtgröße. Im Folgenden werden hierzu eine Methode auf Basis von Umschlagskoeffizienten des Anlagekapitals und die spezifischen Kapitalbedarfsziffern vorgestellt.

##### 7.1.2.1.1. Umschlagskoeffizienten des Anlagekapitals

Eine Investitionsschätzung auf Basis des Umschlagskoeffizienten des Anlagekapitals erfolgt durch Division des Jahresumsatzes durch den Anlagekapital-Umschlagskoeffizient (turn-over-ratio). Dieser spiegelt das Verhältnis des jährlichen Ertrags einer Anlage und des Anlagenkapitalbedarfs wieder. Voraussetzung ist natürlich, dass der Umschlagskoeffizient und der jährliche Umsatz der Anlage bekannt sind. Offensichtlich kann hierbei keine hohe Genauigkeit erzielt werden, so dass in der Praxis die Verwendung veröffentlichter Daten dieser Methode vorgezogen werden. [Schleef, 1999]

##### 7.1.2.1.2. Spezifische Kapitalbedarfsziffern

Im einfachsten Fall spezifischer Kapitalbedarfsziffern werden auf eine Kapazitätseinheit der Anlage bezogene Durchschnittswerte des Anlagekapitalbedarfs zur Schätzung der Investition herangezogen. Diese sehr abstrahierende Methode führt insbesondere bei neuen Technologien zu großen Ungenauigkeiten. Der Hintergrund ist, dass spezifische Bedarfsziffern, die für bestimmte Verfahren und Anlagen gelten, keine technischen Weiterentwicklungen berücksichtigen.

In Erweiterung zur Basisversion können dagegen zeitliche Veränderungen des Preisniveaus sowie der Einfluss von Standort und Kapazität berücksichtigt werden.

- Zeitabhängige Veränderung des Preisniveaus

Zahlenwerte für einzelne Komponenten einer Investition können nur aus vergangenen Perioden verfügbar sein. Eine Anpassung auf das Preisniveau des aktuellen Zeitpunkts kann dann über sogenannte Preisindizes gemäß Gleichung (7.2) erfolgen.



$$k_t = \varepsilon_t \cdot k_{t-1} \quad (7.2)$$

mit:

$k_t$  gegenwärtiger Preis der Anlagenkomponente [GE]

$k_{t-1}$  in der Vergangenheit ermittelter Preis dieser Anlagenkomponente [GE]

$\varepsilon_t$  Preisindexkorrekturfaktor [-]

In Deutschland steht der für Chemieanlagen konstruierte Kölbel-Schulze-Index zur Verfügung. Seit 1962 wird dieser Index monatlich in der Zeitschrift „Chemische Industrie“ veröffentlicht. Der Gesamtkostenindex baut sich aus sieben Indizes für die Kostenkomponenten Apparate und Maschinen (33 %), Rohrleitungen und Armaturen (16 %), Mess- und Regeleinrichtungen (9 %), Isolierung und Anstrich (5 %), elektronische Ausrüstung (7 %), Bauteil (15 %) und Planungskosten (15 %) auf [Schulze, 1980].

Abbildung 7.3 gibt die Entwicklung des Gesamtpreisindizes im Zeitraum zwischen 1994 und 2006 (Basisjahr: 2000).

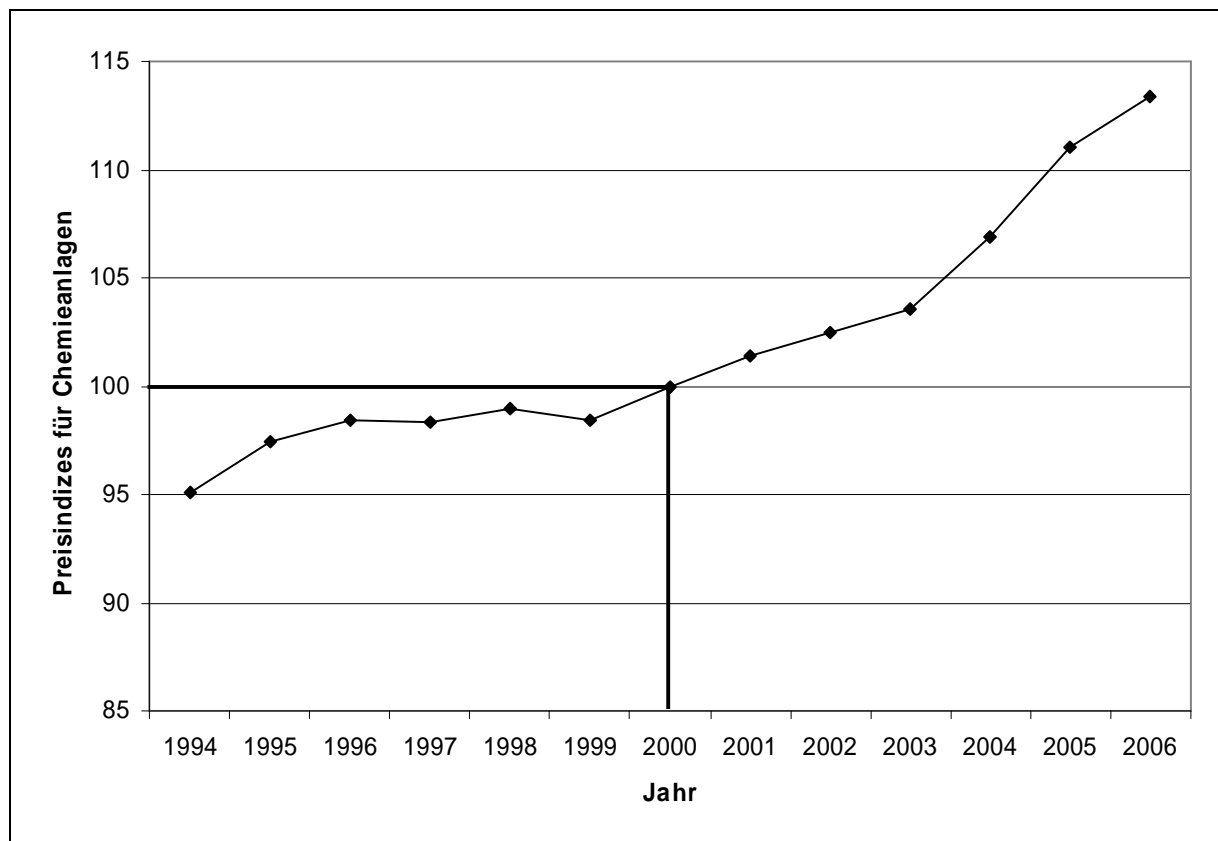


Abbildung 7.3: Entwicklung des Preisindizes für Chemieanlagen nach Kölbel/Schulze in Anlehnung an [VCI, 2007]

- Standort spezifische Merkmale

Neben der zeitlichen Anpassung von älteren Kapitalbedarfsdaten sind auch standortabhängige Unterschiede zu berücksichtigen. Diese erklären sich beispielsweise durch unterschiedliche Material- oder Arbeitskosten bzw. durch eine andere Marktsituation. Es können dabei Einzelindizes für die unterschiedlichen Einflussfaktoren oder ein Standortindex, welcher die einzelnen Effekte summiert widerspiegelt, verwendet werden.

- Einfluss der Kapazität

Der Einfluss der Kapazität wird über einen Größendegressionsansatz berücksichtigt. Dabei nimmt mit der Vergrößerung der Kapazität einzelner Apparate und Maschinen, aber auch ganzer Anlagen, der erforderliche Kapitalbedarf erfahrungsgemäß unterproportional zu. Der starke Einfluss der Anlagekapazität auf den Investitionsbedarf lässt sich mittels einer Regressionskurve erfassen, die in einer Vielzahl von Fällen durch folgende Gleichung (7.3) abgebildet werden kann:

$$I = a \cdot Kap^R \quad (7.3)$$

mit

$I$  Investition, z.B. Euro

$Kap$  Kapazität, z.B. Biomasse pro Jahr in Tonnen

$a$  Parameter

$R$  Anlagenspezifischer Größendegressionsexponent

Aus einer bekannten Investition  $I_0$  bei einer Kapazität  $Kap_0$  und dem anlagenspezifischen Größendegressionskoeffizient  $R$  kann die zu ermittelnde Investition  $I_1$  mit der Kapazität  $Kap_1$  unter Eliminierung des Parameters  $a$  wie folgt bestimmt werden [Chauvel et al., 1976]:

$$I_1 = I_0 \cdot \left( \frac{Kap_1}{Kap_0} \right)^R \quad (7.4)$$

Der Größendegressionskoeffizient ist anlagen- bzw. komponentenspezifisch und wird auf Basis von Erfahrungen festgelegt. In der Literatur finden sich Koeffizienten für die unterschiedlichsten Komponenten. Der durchschnittliche Degressionsexponent liegt zwischen 0,6 und 0,7.

#### 7.1.2.2. Faktormethoden

Neben den vorgestellten summarischen Schätzverfahren, die oft keine ausreichende Schätzgenauigkeit aufweisen, stellen die Faktormethoden eine wichtige Gruppe der Investitionsschätzungen dar. Sie liefern eine höhere Genauigkeit durch eine bessere

Berücksichtigung der technischen Eigenarten der Produktionsverfahren. Dabei wird nur ein Teil der Kapitalbedarfspositionen detailliert vorkalkuliert. Die restlichen Bedarfspositionen werden dagegen über empirisch gewonnene und je nach Vorkalkulationsmethode mehr oder minder differenzierte Zuschlagsfaktoren geschätzt. Die detaillierte Vorkalkulation betrifft dabei hauptsächlich die Apparate und Maschinen, mit deren Bestimmung eine wichtige Schlüsselposition für die Schätzung des gesamten Anlagenkapitalbedarfs vorliegt. Dieser Vorgehensweise liegt der empirisch oft beobachtbare Zusammenhang zu Grunde, dass die Anschaffungskosten der Apparate und Maschinen im Allgemeinen in einem proportionalen Verhältnis zum gesamten Anlagenkapitalbedarf stehen [Schleef, 1999].

Die Faktormethoden umfassen die Verfahren der globalen Zuschlagssätze, die Block- und Modulmethoden, die Methoden der differenzierten Zuschlagssätze und die analytische Zuschlagsfaktormethoden.

#### 7.1.2.2.1. Globale Zuschlagssätze

Die Methode der globalen Zuschlagssätze zeichnet sich dadurch aus, dass außer dem Kapital für Apparate und Maschinen sämtliche weitere Anlagekapitalbedarfspositionen durch nur einen globalen Zuschlagsfaktor berücksichtigt werden. Das Verfahren wurde bereits Ende der 40er Jahre von H.J. Lang vorgeschlagen [Lang, 1948]. Trotz zahlreicher Weiterentwicklungen des Ansatzes, beispielsweise durch eine Differenzierung der globalen Zuschlagssätze hinsichtlich des Aggregatzustandes der untersuchten Prozessmedien oder der Einführung von kapazitätsabhängigen Globalfaktoren wird der mit diesem Verfahren notwendige Detaillierungsgrad in den meisten Fällen nicht erreicht.

#### 7.1.2.2.2. Block-/Modulmethoden

Bei den Block- und Modulmethoden wird die zu projektierende Produktionsanlage in funktionale Einheiten zerlegt. Die Kosten für eine funktionale Einheit werden durch eine Funktion der Kapazität und der Komplexität, z. B. ausgedrückt durch Druck- und Temperaturbereiche sowie Konstruktionsmaterialien, beschrieben. [Remmers, 1991]

Die erste Methode dieser Art wurde von Zevnik und Buchanan entwickelt. Dabei erfolgt die Zerlegung der Anlage in ihre funktionalen Einheiten durch die Betrachtung der wichtigsten Verfahrensstufen. Notwendige Eingangsdaten hierfür sind Kapazitätsdaten und Informationen aus dem Grundfließbild zur Festlegung der Zahl und Art der funktionalen Einheiten. Die Anlagenkomplexität wird durch verschiedene weitere Informationen über Prozessparameter sowie Werkstoffe berücksichtigt. Der Anlagenkapitalbedarf ergibt bei Zevnik und Buchanan aus folgender Gleichung:

$$I_A = N \cdot CPF \cdot 1,33 \cdot (P_t / P_0) \cdot 10^6 \text{ US\$} \quad (7.5)$$

mit:

- $I_A$  Anlagenkapitalbedarf
- $N$  Anzahl funktionaler Einheiten
- $CPF$  durchschnittlicher Anlagenkapitalbedarf pro funktionaler Einheit
- $P_t$  Preisindex zum Vorkalkulationszeitpunkt  $t$
- $P_0$  Basispreisindex, hier für das Jahr 1960  $P_0= 300$ , 1939  $P_0= 100$

Die Zahl 1,33 wird zur Berücksichtigung der Nebenanlagen und Hilfsbetriebe eingefügt. Der Investitionsbedarf für die funktionalen Einheiten ( $CPF$ ) ist dabei eine Funktion der Kapazität und eines Komplexitätsfaktors  $CF$ :

$$CF = 2 \cdot 10^{(F_T + F_P + F_M)} \quad (7.6)$$

mit:

- $CF$  Komplexitätsfaktor
- $F_T$  Korrekturfaktor für Temperatur
- $F_P$  Korrekturfaktor für Druck
- $F_M$  Korrekturfaktor für Werkstoff

Die Korrekturfaktoren können aus entsprechenden Diagrammen ermittelt werden.

Eine Ungenauigkeit dieser Methode besteht darin, dass nur der Hauptstoffstrom mit einem bestimmten Durchsatz, mögliche Nebenströme oder Kreislaufführungen, welche die Anlagenkomplexität und damit die Gesamtinvestitionen wesentlich erhöhen können, dagegen nicht berücksichtigt werden.

Mittlerweile existieren zahlreiche Weiterentwicklungen der Methode von Zevnik und Buchanan mit unterschiedlichen Herangehensweisen und Detaillierungsgraden. So wurden Schätzmethode entwickelt, die auf der Anzahl der Verfahrensstufen in allen Stoffströmen basieren (vergleiche zum Beispiel die Methode von Stallworthy [Stallworthy, 1970] oder die Methode von Wilson [Wilson, 1971]). Gemeinsam ist diesen Methoden jedoch, dass sie jeweils auf spezielle Anwendungen begrenzt sind und sich meistens auf Produktionsanlagen zur Verarbeitung flüssiger Stoffe beziehen.

#### 7.1.2.2.3. Differenzierte Zuschlagsätze

Die Methoden der differenzierten Zuschlagssätze liefern wesentlich genauere Ergebnisse. Ausgangspunkt bildet eine bestimmte Gliederung der einzelnen Kapitalbedarfspositionen. Im Anschluss an die detailliert ermittelten Anschaffungskosten der Hauptkomponenten, d.h. Apparate und Maschinen, werden differenzierte Zuschlagsfaktoren für die Nebenpositionen angewandt. Voraussetzung

hierfür ist die Verfügbarkeit differenzierter Zuschlagsfaktoren für den entsprechenden Einzelfall, die betriebsintern aus Erfahrungswissen oder aus Fachveröffentlichungen gewonnen werden können. Die Grundlage für solche Erfahrungswerte stellt die Kostenanalyse einer möglichst großen Zahl abgerechneter oder auch mit genaueren Methoden vorkalkulierter Projekte dar.

Bei sämtlichen differenzierten Zuschlagsfaktoren sind dabei die speziellen Produktionsbedingungen zu berücksichtigen:

- Aggregatzustand der Prozessmedien,
- Kapazität der Anlage,
- Apparatetypen sowie
- Werkstoffe.

Liegen alle Zuschlagsfaktoren vor, kann der gesuchte Kapitalbedarf je nach Methode durch Addition oder Multiplikation der einzelnen Faktoren wie folgt ermittelt werden:

$$I = I_0 \cdot \sum a_i \quad \text{bzw.} \quad I = I_0 \cdot \prod a_i \quad (7.7)$$

mit:

$I$      Gesamtkapitalbedarf

$I_B$     Kapitalbedarf für Investition battery limits

$a_i$     Zuschlagsatz ( $i \in I$ )

#### 7.1.2.2.4. Die Analytische Zuschlagsfaktormethoden

Die analytische Zuschlagsfaktormethoden basieren auf der Formulierung mathematischer Gleichungen zur Ermittlung des Anlagekapitalbedarfs anstelle der Verwendung von Zuschlags- und Korrekturfaktoren aus Tabellen oder Diagrammen. Hierzu ist der Einsatz von Computern zur Berechnung notwendig. Diese Schätzverfahren sind in erster Linie für betriebsinterne Zwecke größerer Unternehmungen, die über einen umfangreichen Datenbestand zum Aufstellen der Funktionen zur Kapitalbedarfsermittlung verfügen, geeignet. Die Gleichungen zur Ermittlung der Gesamtinvestition können dabei beispielsweise aus verschiedenen additiven und multiplikativen oder auch logarithmisierten Teilfunktionen, Parametern (Kostenfaktoren) und Skalaren bestehen

#### 7.1.2.3. Detaillierte Einzelermittlung

detaillierte Einzelermittlung, d.h. die Ermittlung jeder einzelnen Investitionskomponente, ist das aufwändigste Verfahren. Eine vollständige Erfassung sämtlicher Größen, welche die Investitionen beeinflussen können, ist jedoch nicht

möglich und somit eine bestimmte Fehlertoleranz auch mit dieser Vorgehensweise nicht zu vermeiden.

#### 7.1.2.4. Schätzmethoden für Apparate und Maschinen

Im Rahmen der in den vorangehenden Abschnitten vorgestellten Vorgehensweisen zur Ermittlung der Anlagenkapitalbedarfs stellen die Investitionen für Apparate und Maschinen (Hauptkomponenten) meist die Grundlage dar, auf deren Basis der Gesamtinvestitionsbedarf geschätzt wird [Remmers, 1991].

Eine mögliche Methode zur Ermittlung der Investitionen für Apparate und Maschinen stellt hierbei die Schätzung aufgrund von Durchschnittspreisen der Apparate und Maschinen dar. Hierbei bleiben jedoch konstruktive Einzelheiten unberücksichtigt. Andere Abschätzungen basieren auf Gewichtspreisklassen. Dafür müssen für einen bestimmten Apparat die Kapazität und das Gewicht bekannt sein. Diese Methode gibt ebenfalls grobe Anhaltswerte und ist für einige Apparaturen, bei welchen das Gewicht keine charakteristische Größe darstellt wie z. B. bei einem Filter, nicht geeignet.

Der Zugriff auf bestehende Erfahrungsdaten über Preise von Apparaten und Maschinen ermöglicht eine schnelle Abschätzung. Dafür können Richtpreisfunktionen für Apparate und Maschinen in Abhängigkeit von einem charakteristischen Kapazitätsmaßstab abgeleitet werden.

Zur detaillierten Einzelermittlung der Investitionen für Apparate und Maschinen basiert auf einer vollständigen Kalkulation aller Materialbedarfe und Fertigungszeiten sowie darüber hinausgehender Kostengrößen. Dies erfordert genaue Kenntnisse über die Konstruktion und Fertigung der zu kalkulierenden Anlagen.

Weiterhin können Lieferantenanfragen die Grundlage für die Schätzung der Investitionen bilden. Dabei ist zwischen der Abgabe unverbindlicher Schätzpreise oder dem Einholen bindender Angebote zu unterscheiden.

#### 7.1.3. Schätzung der Kosten

Wie in Gleichung 7.1 dargestellt, lassen sich die Kosten in investitionsabhängige Kostenarten, betriebsmittelverbrauchsabhängige Kostenarten, Personalkosten und sonstige Kosten unterteilen, wobei zur Berechnung der jährlichen Gesamtkosten eines Produktionsprozesses zur Herstellung eines oder mehrerer Hauptprodukten die Erlöse aus den Kuppelprodukten abgezogen werden.

##### 7.1.3.1. Investitionsabhängige Kostenarten

Investitionsabhängige Kostenarten werden proportional aus der Investition abgeleitet. Daher ist zunächst die Gesamtinvestition zu ermitteln. Die investitionsabhängigen Kostenarten umfassen:

- Abschreibungen  $a_1$

Die Anlage wird über den erwarteten Nutzungszeitraum abgeschrieben. Die jährliche Abschreibung  $a_1$  ist abhängig vom betrachteten Prozess und ergibt sich üblicherweise durch eine Aufteilung der Investition auf den Nutzungszeitraum (lineare Abschreibung). Investitionsbeträge für Grundstücke, Inbetriebnahme und Umlaufvermögen (z.B. Anfangslagerbestände) werden nicht abgeschrieben und sind daher von der Gesamtinvestition abzuziehen.

- Kalkulatorische Zinsen  $a_2$

Unabhängig von der Finanzierungsart werden kalkulatorische Zinsen in Höhe des auf dem Kapitalmarkt üblichen Zinssatzes für langfristiges Kapital der Investition zugerechnet. Eine vereinfachte Methode beruht auf durchschnittlichen kalkulatorischen Zinsen für die gesamte Lebensdauer der Anlage, welche auf Basis der Hälfte der Investition, d.h. dem durchschnittlich gebundenem Kapital, berechnet werden.

- Instandhaltung und Reparatur  $a_3$

Die Instandhaltung und Reparatur einer Anlage umfasst Wartung, Pflege und Inspektion. Verschiedene Faktoren wie die Werkstoffwahl, Korrosionsbedingungen, z.B. durch den Einsatz von aggressiven Stoffen oder auch die Zugangsmöglichkeiten zur Anlage, d.h. die Wartungsfreundlichkeit, beeinflussen die Kosten für Instandhaltungen und Reparaturen. Geschätzt werden können diese z.B. in Abhängigkeit der Gesamtinvestition oder einzeln für die verschiedenen Komponenten. Dazu kann auf entsprechende Listen mit Faktoren für Reparatur und Instandhaltung unter normalen Betriebsbedingungen in der Literatur (z.B. [Peters, 1980]) zurückgegriffen werden.

- Versicherung  $a_4$

Unter dieser Kostenart werden Beiträge zur Versicherung gegen vorhersehbare und unvorhersehbare Risiken, wie z.B. Feuer, Explosion oder Ausfälle und Maschinenbrüche erfasst.

- Verwaltung  $a_5$

In der Regel steigen die Anforderungen an die Qualifikation des Verwaltungspersonals mit der Komplexität der Anlage.

- Steuern  $a_6$

Steuern, die nicht in Abhängigkeit des Gewinns zu entrichten sind, wie die Besteuerung von Grund, Kapital und Vermögen sind im Rahmen der Kostenschätzung zu berücksichtigen. In erster Näherung werden sie häufig mit 1 % der Investition abgeschätzt [Remmers, 1991].

#### 7.1.3.2. Betriebsmittelverbrauchsabhängige Kostenarten

Die Basis für die betriebsmittelverbrauchsabhängigen Kostenarten bilden die Stoff- und Energiebilanzen. Dabei werden die entsprechenden Verbrauchsmengen mit dem zugehörigen Preis multipliziert.

### 7.1.3.3. Personalkosten

Zur Abschätzung der Personalkosten können verschiedene Ansätze verwendet werden. So können beispielsweise Richtzahlen, wie Löhne und Gehälter, Umsatzerlöse oder Arbeitskräftebedarf, Apparateeinheit, die aus den Jahreskennzahlen der Unternehmung gewonnen werden, herangezogen werden. Eine andere Vorgehensweise beruht auf der Schätzung des Arbeitszeitbedarfs. Dazu wird ein Fließbild zur Bestimmung der notwendigen Verfahrensstufen und der Kapazität herangezogen und darauf basierend der Arbeitsbedarf je Produkteinheit und Produktionsstufe ermittelt. Die Summe dieser Arbeitsbedarfe über die einzelnen Verfahrensstufen ergibt den gesamten Arbeitsbedarf.

### 7.1.3.4. Sonstige Kosten

Die sonstigen Kosten umfassen weitere Kostenarten, die nicht direkt mit dem Produktionsprodukt verbunden sind. Dazu gehören z.B. die Gemeinkostenanteile der innerbetrieblichen Verkehre, Feuerwehr, Unfallstationen.

### 7.1.3.5. Erlöse

Erlöse, die durch die Veräußerung von Kuppelprodukten anfallen, sind vor dem Hintergrund der Vergleichbarkeit der Gesamtkosten mit alternativen Prozessen von den Gesamtkosten abzuziehen.

## 7.2. Methodisches Vorgehen der Kostenschätzung und Anwendung für die betrachtete Prozesskette zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen

Auf Basis der im vorangehenden Abschnitt dargestellten Grundlagen zur Kostenschätzung werden die jährlichen Gesamtkosten zur Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse geschätzt. Hierzu wird der in Abschnitt 7.1.1 vorgestellte Ansatz zur Kostenschätzung zugrunde gelegt. Dabei wird neben den investitionsabhängigen Kosten, den betriebsmittelverbrauchsabhängigen sowie den Personalkosten zusätzlich die Kategorie Transportkosten, welche in Abhängigkeit der zu transportierenden Mengen und der Entfernung geschätzt werden, eingeführt. Um eine Vergleichbarkeit mit konventionellem Dieselmotorkraftstoff zu ermöglichen, sind dabei der Transport der Biomasse vom Entstehungs- zum Verarbeitungsort und gegebenenfalls der Transport des Slurrys von den Pyrolyse- zu den Synthesestandorten zu berücksichtigen. Die angepasste Gleichung zur Kostenschätzung mit den einzelnen Kostenkomponenten, die in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben werden, ergibt sich dann wie folgt:

$$K = \underbrace{\sum_{d \in D} a_d I}_{\text{investitionsabhängige Kostenarten}} + \underbrace{\sum_{v \in V} m_v \cdot p_v}_{\text{betriebsmittelverbrauchsabhängige Kostenarten}} + \underbrace{\sum_{b \in B} A_b \cdot p_b}_{\text{Personalkosten}} + \underbrace{\sum_{t \in T} C_t}_{\text{Transportkosten}} - \underbrace{\sum_{u \in U} |E_u|}_{\text{Erlöse}} \quad (7.8)$$



### 7.2.1. Investitionsabhängige Kosten

Um die inflationsbereinigten Gesamtinvestitionen der vorgestellten BtL-Anlage zu schätzen, erfolgt zur Ermittlung der Investitionen *Inside Battery Limits* für die einzelnen Anlagenkomponenten eine detaillierte Einzelermittlung, auf welche dann in einem zweiten Schritt differenzierten Zuschlagssätze zur Ermittlung der Gesamtinvestition angewendet werden (vergleiche Abschnitt 7.1.2.2.3 sowie Abschnitt 7.1.2.4).

#### 7.2.1.1. Investitionsschätzung

Zur Ermittlung der *Investitionen Inside Battery Limits* der einzelnen Komponenten  $i$  werden aus verschiedenen Literaturquellen detaillierte Daten herangezogen. Diese Daten beziehen sich jeweils auf eine Basisanlagenkapazität  $Kap_{i,0}$ , die jedoch der geplanten Anlagenkapazität der einzelnen Komponenten  $Kap_{i,1}$  meist nicht entspricht. Um von der *Basisinvestition Inside Battery Limits*  $I_{i,0,B}$  auf die gesuchte Investitionen  $I_{i,1,B}$  zu kommen, wird die Methode der Größendegression angewendet (vergleiche 7.1.2.1.2). Unter Verwendung des Größendegressionsexponenten  $R_i$  für die Anlagekomponente  $i$  ergibt sich folgender Ansatz:

$$I_{i,1,B} = I_{i,0,B} \cdot \left( \frac{Kap_{i,1}}{Kap_{i,0}} \right)^{R_i} \quad (7.9)$$

Die Auslegungsdaten für eine bestimmte Kapazität werden dabei der Stoff- und Energiebilanzierung entnommen (vergleiche Kapitel 5).

Um möglichst genaue Resultate zu erreichen, werden die weiteren Bestandteile der Investition mit der Methode der differenzierten Zuschlagssätze geschätzt (vergleiche Abschnitt 7.1.2.2.3). Der Zuschlagssatz  $Z_i$  (im Englischen „overall installation factor“) wird auf die Anlagekomponente  $i$  angewendet. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird für Anlagenkomponenten, für die kein spezifischer Zuschlagssatz aus der Literatur ermittelt werden kann  $Z_i = 1,995$  für eine Basisleistung von  $P_{Basis} = 70 \text{ MW}_{th}$  angenommen [Hamelinck, 2004].  $Z_i$  setzt sich dann aus den beiden folgenden Faktoren zusammen:

- Zum einen aus einem *direkten* Faktor  $A_i$ , der sich direkt auf die *Investition Inside Battery Limits* bezieht. Für eine Anlage mit der genannten Basiskapazität von  $P_{Basis} = 70 \text{ MW}_{th}$  gilt  $A_i = 0,33$  (33 %). Mit zunehmender Kapazität der geplanten Anlage  $Kap_{i,B}$  verringert sich  $A_i$  mit einem Skalenfaktor von  $R_Z = -0,82$ .  $A_i$  beinhaltet dabei die Ausgaben für das Mess- und Regelsystem (5 %), Gebäude (1,5 %), Anschluss an die Energieversorgung (5 %), Standortvorbereitung (0,5 %), Baumaßnahmen (10 %), Elektronik (7 %) und Rohrleitungen (4 %).
- Daneben gibt es einen *indirekten* Faktor  $B$ , der für alle Komponenten jeweils gleich 0,50 (50 %) ist und sich auf die *Investition Inside Battery Limits* plus der durch den direkten Faktor  $A$  ermittelten Investitionsbestandteile bezieht. Er setzt sich aus folgenden Ausgabenpositionen zusammen:

Konstruktion/Engineering (15 %), Bauzinsen (10 %), Projekthaftung (10 %), Gebühren / Fixkosten / Gewinn (10 %), Anlaufkosten (5 %) [Hamelinck, 2004].

Somit ergibt sich aus der *Investition Inside Battery Limits*  $I_{i,1,B}$  der einzelnen Anlagenkomponenten multipliziert mit dem jeweiligen Zuschlagsfaktor  $Z_i$  die zugehörige Gesamtinvestition  $I_{i,1}$  der Anlagenkomponenten  $i$  gemäß folgender Gleichung:

$$I_{i,1} = I_{i,1,B} \cdot Z_i \quad (7.10)$$

Dabei berechnet sich  $Z_i$  und der direkten Kostenfaktor gemäß obiger Angaben wie in den folgenden Gleichungen dargestellt.

$$Z_i = (1 + A_i) \cdot (1 + B) \quad (7.11)$$

$$A_i = 0,33 \cdot \left( \frac{P_{th}}{P_{Basis}} \right)^{-0,82} \quad (7.12)$$

Für die hier untersuchte Anlage mit einem Input von 850.000 Mg TM Reststroh ergibt sich eine thermische Leistung  $P_{th}$  von 550 MW<sub>th</sub>. Hierbei errechnet sich bei Anwendung des obigen Zuschlagfaktors ein direkter Kostenfaktor in Höhe von 1,06. Bei einer dezentralen Aufbereitung verringert sich  $P_{th}$  für die einzelnen Pyrolyseanlagen entsprechend. So ist bei z.B. zehn dezentralen Standorten die Leistung pro Anlage  $P_{th} = 55$  MW<sub>th</sub> was bedeutet, dass der Zuschlagssatz  $Z_i$  von 3,33 angewendet werden muss. Für Waldrestholz ist die Anlagenkapazität im zentralen Fall 580 MW<sub>th</sub>. Im *dezentralen Szenario mit 10 Standorten* ergibt sich eine Leistung pro Pyrolyseanlage von nur 46 MW<sub>th</sub>, da ein Teil der Biomasse in den Blockheizkraftwerken eingesetzt wird (vergleiche Abschnitt 5.3.2).

Im Folgenden soll anhand eines Beispiels dargestellt werden, wie für den Einsatzstoff Stroh für das *Szenario zentrale Anordnung* die notwendigen Investitionen für die Fördertechnik an der Konversionsanlage geschätzt werden. Die *Basisinvestition Battery limits*, die zugehörige Kapazität sowie der Größendegressionskoeffizient werden dabei aus [Hamelinck, 2004] entnommen.

$$Kap_{Förd.,0} = 33,5 \text{ Tonnen FM / Stunde}$$

$$I_{Förd.,0,B} = 0,41 \text{ Mio. €}$$

$$R_{Förd.} = 0,8$$

Die notwendige Kapazität für das betrachtete Szenario errechnet sich auf Basis der Daten aus der Stoff- und Energiebilanzierung dabei zu  $Kap_{Förd.,1,B} = 133,33$  Tonnen FM / Stunde. Es ergibt sich somit mit dem Größendegressionansatz die gesuchte *Investition Inside Battery Limits*  $I_{Förd.,1,B} = 1,23$  Mio. €. Der Zuschlagssatz  $Z_{Förd.}$  beträgt 1,59 und somit ergibt sich die zugehörige Investition  $I_{Förd.,1} = 1,97$  Mio. €.

Bei der Berechnung der Investitionen für die Pyrolyse kann die oben vorgestellte Methodik der Größendegression nicht angewendet werden, da die derzeit verfügbaren Maximalkapazitäten für Pyrolyseanlagen deutlich unter den in dieser

Arbeit angenommenen Biomassedurchlaufkapazitäten liegen [Henrich und Dinjus, 2003].

Auf der anderen Seite ist es aber auch nicht realistisch anzunehmen, dass bei einer benötigten Anzahl von beispielsweise zehn Anlagen die zehnfachen Ausgaben einer einzelnen Anlage entstehen. Hier kommen Lerneffekte aus der Theorie der Erfahrungskurve zum Tragen. Diese besagt, dass die anlagenspezifischen Ausgaben bei einer Verdopplung der kumulierten installierten Kapazität um 10 - 20 % fallen. Dabei sind drei verschiedene Arten des technologischen Lernens zu unterscheiden: Lernen durch *Erfahrung*, *Forschung und Entwicklung* sowie *Interaktion* [Lange et al., 2006].

Im Folgenden wird von einem konservativen Fortschrittsfaktor von 0,9 (Senkung der anlagenspezifischen Ausgaben um 10 % bei Verdopplung der installierten Kapazität) ausgegangen. Die Formeln (7.13) und Formel (7.14) beschreiben diesen Sachverhalt formal. Die Investitionen für die  $N$ -te Anlage ergeben sich aus den Investitionen für die erste Anlage multipliziert mit dem Korrekturfaktor  $X^d$ , wobei  $d$  den Quotienten aus  $\ln(N)$  und  $\ln(2)$  darstellt und  $x$  für den Fortschrittsfaktor steht, in unserem Fall 0,9.

$$S_N = S_1 \cdot X^d \quad (7.13)$$

$$d = \ln(N) / \ln(2) \quad (7.14)$$

mit:

$S_N$  Investitionen für die  $N$ -te Anlage

$S_1$  Investitionen für die erste Anlage

$N$  Index der Anlagen

$X$  Fortschrittsfaktor = (Prozentsatz auf den die Investitionen bei einer Verdoppelung der Kapazität fallen)

Im folgenden Beispiel wird der Einsatzstoff Waldrestholz für das Szenario *dezentrale Anordnung - 2 Standorte* betrachtet. Geschätzt werden die Investitionen für die Pyrolyse.

Gemäß [Henrich und Dinjus, 2003] beträgt die Investition einer Pyrolyseanlage von 70 MW<sub>th</sub> 15 Mio. €. Laut Formel (7.10) ergibt sich für die Investition Inside Battery Limits  $S_1$  einer Pyrolyseanlage bei dezentraler Anordnung für Waldrestholz:

$$S_1 = 6,38 \text{ Mio. €}$$

$$d = \ln(0,9) / \ln(2) = -0,152 \text{ (laut Formel (7.14))}$$

$$S_2 = S_1 \cdot 2^{-d} = 5,74 \text{ Mio. € (laut Formel (7.13))}$$

...

$$S_{10} = S_1 \cdot 10^{-d} = 4,49 \text{ Mio. € (laut Formel (7.13)).}$$

Summiert man die berechneten Investitionen  $S_1$  bis  $S_{10}$ , ergeben sich für die zehn in diesem Fall benötigten Pyrolyseanlagen Investitionen in Höhe von insgesamt 51 Mio. €, welche die Investition Inside Battery Limits  $I_{Pyrolyse,B}$  darstellen. Es wird angenommen, dass der Zuschlagssatz  $Z_i = 1,995$  angewendet werden kann. Mit  $P_{th} = 230 \text{ MW}_{th}$  ergibt sich aus Formel (7.10) und (7.11)  $Z_{pyrolyse} = 1,69$  und daraus folgend die Gesamtinvestition  $I_{Pyrolyse} = 86 \text{ Mio. €}$ .

Heutzutage gibt es zahlreiche Forschungsaktivitäten zur Entwicklung von Pyrolyseanlagen und Flugstromvergäsern beim Einsatz von Biomasse. Insbesondere für die Flugstromvergaser sind Investitionen schwer in der Literatur zu finden. Für diese Arbeit werden zwei Quellen verwendet. [Henrich und Dinjus, 2003] schätzen für die Flugstromvergasung und die Synthese von 562 t Slurry/h (2.500  $\text{MW}_{th}$ ) eine Gesamtinvestition von ca. 500 Mio. €. Mit einem Größendegressionsexponent, der wie für einen Wirbelschichtvergaser in Höhe von 0,7 angenommen wird [Hamelinck, 2004], beträgt die Gesamtinvestition für eine 500  $\text{MW}_{th}$  Flugstromvergasung und Synthese ca. 125 Mio. €. Betrachtet man eine Gesamtinvestition für die FT Synthese von 75 Mio. Euro (vergleiche Tabelle 7.1) ergibt sich eine Gesamtinvestition für die Vergasung von 50 Mio. Euro. [Caraballo, 2007] schätzt für eine Flugstromvergasung von 500  $\text{MW}_{th}$  eine Investition von ca. 140 Mio. €. Hierbei ist anzunehmen, dass der Luftzerleger berücksichtigt ist. Dieser wird in Tabelle 7.1 mit einer Gesamtinvestition von 40 Mio. Euro angegeben. Vor diesem Hintergrund wird daher die Gesamtinvestition für den Flugstromvergaser von 500  $\text{MW}_{th}$  mit 100 Mio. € geschätzt.

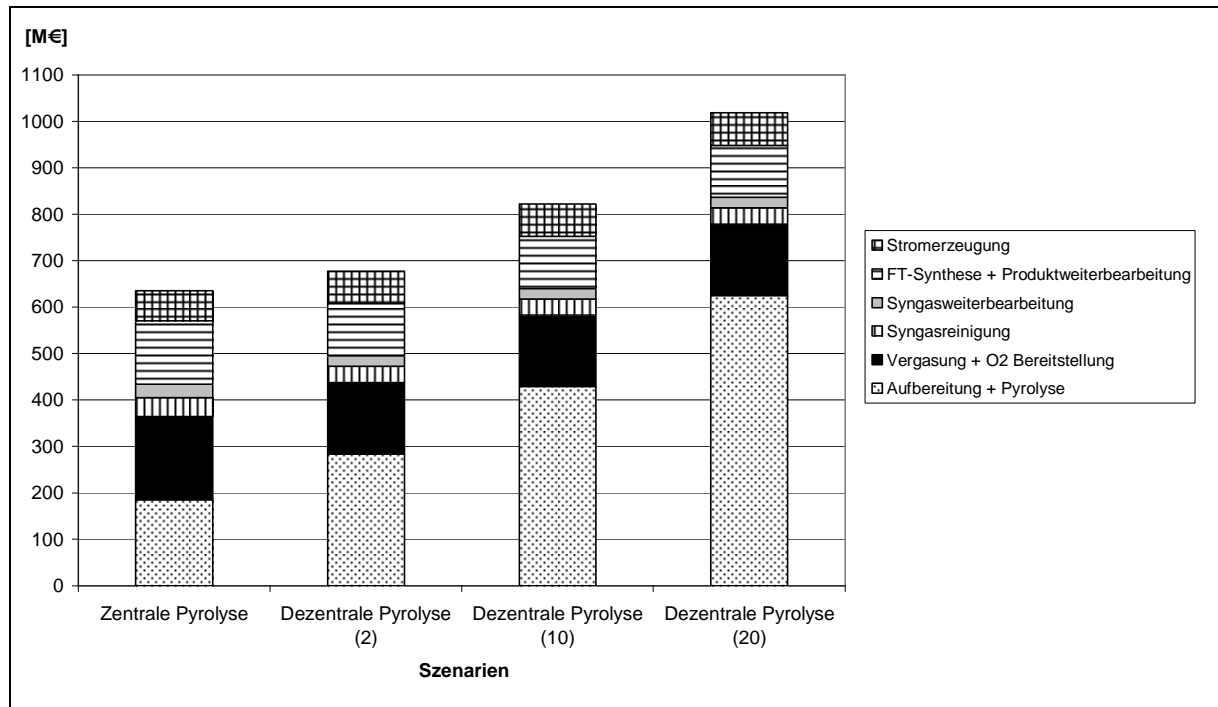
Da die Investitionen je nach verfügbarer Quelle für unterschiedliche Jahre berechnet werden, müssen diese auf die betrachtete Periode (2006) umgerechnet werden. Dafür wird der Preisindex von Kölbel & Schulze angewendet (vergleiche Abschnitt 7.1.2.1.2).

Die folgende Tabelle gibt die Ergebnisse der Investitionsschätzung für alle Verfahrensschritte beim Szenario *dezentrale Vorbereitung – 10 Standorte* für Waldrestholz an. Die detaillierten Ergebnisse und die Quellen der Ausgangsdaten für alle übrigen Szenarien können dem Anhang C entnommen werden.

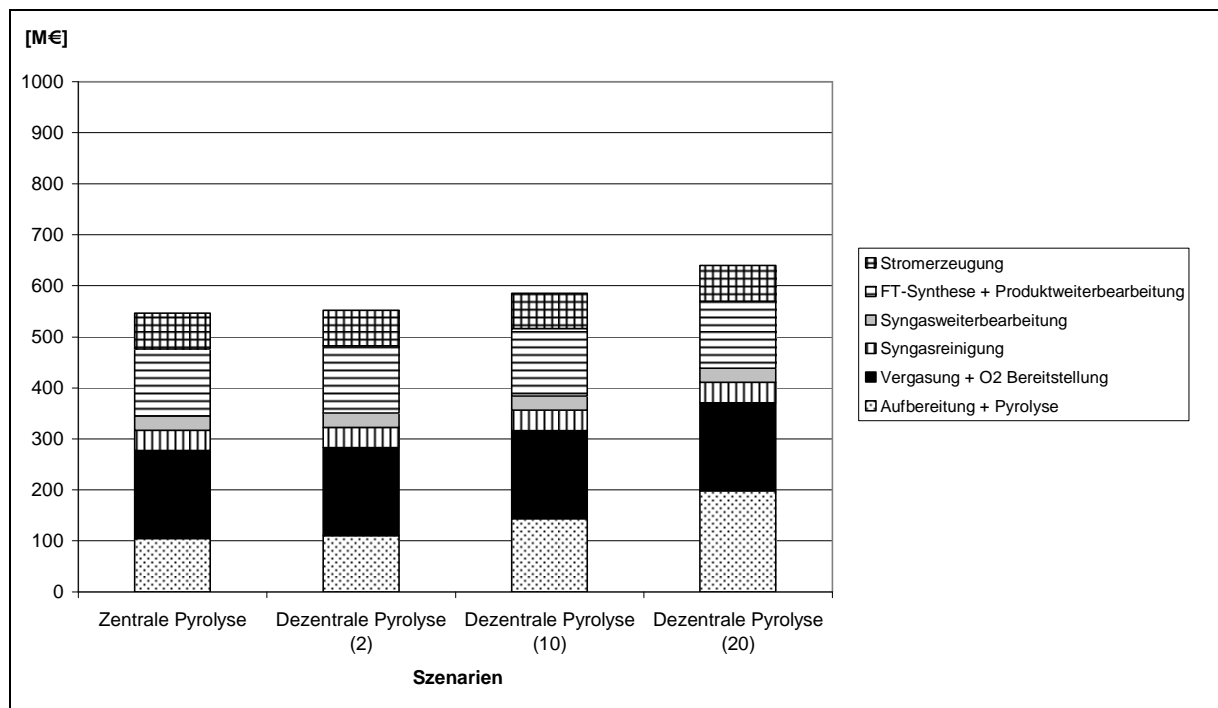
**Tabelle 7.1: Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario *dezentrale Vorbereitung* – 10 Standorte für Waldrestholz**

Aus der Literatur					Aus der Stoff- und Energiebilanzierung			
Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größendegressionexp. $R$	Ausgangskap. $Kap_0$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Verfahrensschritte	betrachtete Kapazität $Kap1$	Einheit Ausgangsgröße	Investition $I_1$ [M€ <sub>2002</sub> ]
<b>Aufbereitung</b>								
0,41	0,8	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Fördertechnik an Konversionsanlage	22,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>6,00</b>
1,16	0,65	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Lagerung	23	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>18,00</b>
0,48	0,6	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zerkleinerung	22,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>7,59</b>
8,5	0,8	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Trocknung	23	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>124,37</b>
0,48	1	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zuführsystem	10,93	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>3,13</b>
11,99	0,7	14,3	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Pyrolyse	10,93	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>119,92</b>
12,50	0,7	12	MW <sub>th</sub>	1	Biomassekraftwerk	7,30	MW <sub>th</sub>	<b>110,02</b>
<b>Summe Aufbereitung (dezentral 10 Standorte)</b>								<b>389,03</b>
<b>Vergasung</b>								
100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	Flugstromvergaser	76,80	t/h Slurry	<b>91,00</b>
27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	701,37	t/Tag O <sub>2</sub>	<b>42,83</b>
18,1	0,85	13,2	MW	1,86	Sauerstoffverdichter	1,92	MW	<b>6,68</b>
<b>Summe Vergasung</b>								<b>140,51</b>
<b>Syngasreinigung</b>								
3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Zyklon	6,16	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,84</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	51,20	MW <sub>th</sub>	<b>8,34</b>
1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Gewebefilter	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,38</b>
3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Wasserwäscher	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>2,01</b>
63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2000	kmol CO <sub>2</sub> /h	<b>20,91</b>
0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	Guard beds	1,76	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>0,02</b>
<b>Summe Syngasreinigung</b>								<b>34,50</b>
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>								
12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	CO-Konvertierung	4000	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	<b>13,42</b>
32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	PSA units A+B	100	kmol feed/h	<b>2,30</b>
12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	Verdichter	3	MW <sub>el</sub>	<b>7,35</b>
<b>Summe Syngasweiterbearbeitung</b>								<b>23,07</b>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>								
17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	Festbett FT25 bar	586,30	m <sup>3</sup>	<b>67,61</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	30,16	MW <sub>th</sub>	<b>6,07</b>
233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	Product upgrading	18,80	m <sup>3</sup> FT/h	<b>35,26</b>
<b>Summe FT-Produktion</b>								<b>108,94</b>
<b>Stromerzeugung</b>								
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	61,04	MW <sub>th</sub>	<b>9,27</b>
22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	Gasturbine und Dampferzeuger	13,52	MW <sub>el</sub>	<b>28,10</b>
5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	Dampfturbine und Kreislauf	44,48	MW <sub>el</sub>	<b>26,87</b>
<b>Summe Energieerzeugung</b>								<b>64,24</b>

Abbildung 7.4 und Abbildung 7.5 zeigen die Ergebnisse der Investitionsschätzungen für Waldrestholz und für Reststroh.



**Abbildung 7.4:** Geschätzte Investitionen für die verschiedenen Hauptverfahrensschritte für den Einsatzstoff Waldrestholz



**Abbildung 7.5:** Geschätzte Investitionen für die verschiedenen Hauptverfahrensschritte für den Einsatzstoff Reststroh

Es zeigt sich dabei, dass Szenarien mit zentraler Anordnung geringere Investitionen im Vergleich zu dezentralen Konzepten aufweisen. Dies lässt sich dadurch erklären, dass beim Bau von nur einer großen Anlage niedrigere Investitionen im Vergleich zum Bau von 2, 10 oder 20 kleineren Anlage notwendig sind. Zu beachten ist weiterhin der Einfluss des (direkten) Zuschlagsfaktors, der bei dezentralen

Konzepten größer ist (z.B. sind die Investitionen für die Fundamente bei 20 Standorten höher als bei einem Standort). Für den Einsatzstoff Waldrestholz werden aufgrund des Einsatzes von Trocknern und den in den dezentralen Szenarien erforderlichen Biomassekraftwerken grundsätzlich höhere Investitionen berechnet als für Stroh. Beim dezentralen Konzept steigt die Investition bei Waldrestholz darüber hinaus vergleichsweise schneller an, weil mehrere Trockner und mehrere Biomassekraftwerke mit kleinerer Kapazität gebaut werden müssen.

Große Anteile an den Gesamtinvestitionen haben die Biomassevorbereitung (inkl. Pyrolyse), die Vergasung (inkl. dem Luftzerleger) und die FT-Synthese. Für die Gasreinigung und Gaskonditionierung ergeben sich deutlich geringere Investitionen von insgesamt ca. 70 Millionen Euro.

Aus den Investitionen lassen sich die jährlich anfallenden investitionsabhängigen Kosten berechnen (vergleiche Abschnitt 7.1.3.1).

#### 7.2.1.2. Abschreibungen $a_1$ und Zinsen $a_2$

Wird die jährliche Abschreibung linear und für die Zinsen eine Verzinsung des durchschnittlichen Kapitals angenommen, können die Abschreibungen und Zinsen über den Wiedergewinnungsfaktor der Annuitätenmethode<sup>62</sup> abgeschätzt werden.

$$a = \frac{i(1+i)^L}{(1+i)^L - 1} \quad (7.15)$$

mit:

$L$  technische Lebensdauer der Anlage (a)

$i$  kalkulatorische Zinsen (%/a)

$a$  Annuitätsfaktor (%/a)

Als technische Lebensdauer der Gesamtanlagen wird ein Zeitraum von 20 Jahren angenommen [Dimmig und Olschar, 2003]. Für die kalkulatorischen Zinsen werden 8 % angenommen.

#### 7.2.1.3. Reparatur und Instandhaltung $a_3$

Für die Kosten für Reparatur und Instandhaltung werden 4 % der Gesamtinvestitionen angenommen [Peters, 1980].

---

<sup>62</sup> Übertragung der Definition von Annuität = Tilgung + Zinsen auf Abschreibung + kalkulatorische Zinsen.

7.2.1.4. Versicherung  $a_4$ , Verwaltung  $a_5$  und Realsteuern  $a_6$ 

Für die Kosten für Versicherungen, Verwaltung und Realsteuern werden 2 % der Gesamtinvestitionen angenommen [SRI, 2005].

## 7.2.2. Betriebsmittelverbrauchsabhängige Kosten

Die betriebsmittelverbrauchsabhängigen Kosten setzen sich aus den Biomassekosten, Wasserkosten (Frisch- und Abwasser), den Stromkosten und die Restentsorgungskosten für die Schlacke zusammen.

## 7.2.2.1. Biomassekosten

In Tabelle 7.2 sind die in dieser Arbeit angenommen Biomassepreise für die Biomassearten Reststroh und, Waldrestholz dargestellt, welchen Schätzungen von [Leible et al., 2005] und [Leible et al., 2007] zugrunde liegen.

**Tabelle 7.2: Preise für die Biomassearten *Stroh*, und *Waldrestholz* – ohne den Transport zur Anlage [Leible et al., 2005; Leible et al., 2007]**

[€/Mg TM] <sup>63</sup>	Stroh	Waldrestholz
	(Quaderballen, 86 % TS)	(Hackschnitzel, 50 % TS)
Preis	53	55

Die Herstellkosten der Biomasseproduzenten umfassen im Wesentlichen die Kosten für Anbau, Ernte und Zwischenlagerung, wobei insbesondere Kosten für die Düngung, Arbeitskosten sowie Zinsen und Abschreibungen für die Landmaschinen enthalten sind.

Da insbesondere die Biomassepreise, vor allem bedingt durch die Preiselastizität bei einem starken Anstieg der Nachfrage nach Biomasse, unsicher sind, wird in Abschnitt 7.3 eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

## 7.2.2.2. Wasserkosten

Die Wasser- und Abwasserströme wurden detailliert für jeden Prozessschritt erfasst und die Kosten anhand der Preise eines kommunalen Wasserversorgers berechnet. Da die Preise für die Wasserversorgung bei Industriekunden zwischen Industrie und Kommune ausgehandelt werden, wurde für die großen Anlagen der übliche Entnahmepreis für Brauchwasser angenommen [Dimmig und Olschar, 2003].

<sup>63</sup> TM:Trockenmasse, TS: Trockensubstanz



Der Wasserpreis beträgt 1,55 Euro/m<sup>3</sup> Frischwasser. Die Wasserentsorgungskosten betragen 1,38 Euro/m<sup>3</sup> Frischwasser [Stadtwerke Karlsruhe, 2006].

#### 7.2.2.3. Stromkosten

Der Stromverbrauch der Anlagen wird im zentralen Fall mit der Stromerzeugung aus der GuD-Anlage, bzw. für Waldrestholz bei dezentraler Anordnung an den Pyrolysestandorten aus den dort errichteten Biomassekraftwerken gedeckt. Für Reststroh bei dezentraler Anordnung wird der benötigte Strom für die Biomassebereitstellung aus dem Netz gekauft. Der Strompreis beträgt 7,6 ct/kWh [SRI, 2006].

#### 7.2.2.4. Restentsorgungskosten

Die im Vergaser anfallende Schlacke muss entsorgt werden. Die Schlacke ist eluierfest und ist daher als Baustoff verwendbar [FNR, 2004]. Der Entsorgungspreis wird auf 20 Euro/t geschätzt.

#### 7.2.3. Personalkosten

Die Personalkostenberechnung erfolgt in Abhängigkeit der Gesamtinvestition. Nach [Hamelinck, 2004] können die Personalkosten in Höhe von 0,5 % der Gesamtinvestition bei einer Anlage mit 400 MW<sub>th</sub> angenommen werden. Mit zunehmender Leistung nehmen sie mit einem Skalenfaktor in Höhe von 0,25 ab. Dieser Sachverhalt wird in Formel (7.16) dargestellt.

$$p_j = 0,005 \cdot \left( \frac{P_j}{400} \right)^{-0,25} \quad (7.16)$$

mit:

$p_j$ : Prozentsatz der Gesamtinvestition zur Berechnung der Personalkosten des Szenarios  $j$

$P_j$ : Thermische Leistung der Gesamtanlage an einem Standort [MW<sub>th</sub>] des Szenarios  $j$

400 MW<sub>th</sub> Bezugsgröße der Ursprungsanlage

Beim Szenario *zentrale Anordnung Reststroh* beträgt die thermische Leistung der Gesamtanlage  $P_1 = 550$  MW<sub>th</sub>. Daraus ergibt sich laut Formel (7.16) ein prozentualer Personalkostenanteil von  $p_1 = 0,46$  %.

Beim Szenario *dezentrale Vorbereitung – 20 Standorte* für Reststroh hat jeder Standort lediglich eine Gesamtleistung von 27,5 MW<sub>th</sub>. Daraus resultiert ein zweimal höherer Personalkostenprozentsatz von  $p_4 = 0,98$  %. Dieser gilt jedoch nur für die dezentralen Pyrolysestandorte. Für die zentral stattfindende Synthese mit einer

Anlagenleistung von 500 MW<sub>th</sub> ergibt sich ein geringer Personalkostensatz von  $p_1 = 0,47 \%$ .

Analog werden die Personalkostensätze für die Biomassearte Waldrestholz ermittelt.

#### 7.2.4. Transportkosten

Im Rahmen der Abschätzung der Transportkosten wird unterstellt, dass der Transport bis zu einem Radius von 15 km um die Anlage mit landwirtschaftlichen Transportfahrzeugen (Schlepper + Anhänger) erfolgt. Für größere Entfernungen wird ein Transport per Lkw angenommen. [Leible et al., 2005]

In Tabelle 7.3 sind die Transportkosten vom Feld bzw. Wald bis zur Anlage für Reststroh und Waldrestholz abhängig von der Entfernung angegeben.

**Tabelle 7.3: Transportkosten vom Feld bzw. landwirtschaftlichen Zwischenlager oder Wald bis zur Anlage [Leible et al., 2005]**

<b>RADIUS der Erfassungsfläche</b>	<b>Erforderliche Fahrtstrecke, einfach (km)</b>	<b>Stroh (86 % TS) [€/Mg TM]</b>	<b>Waldrestholz (50 % TS) [€/Mg TM]</b>
<b>15 km</b>	16	15	9
<b>40 km</b>	46	27	16
<b>50 km</b>	54	29	19
<b>60 km</b>	64	30	21

Für verschiedene Distanzen sind die Biomassetransportkosten für die einzelnen Rohstoffarten bekannt. Nach Umrechnung auf Feuchtmassen werden aus diesen Angaben die fixen und entfernungsabhängigen Transportkosten für Waldrestholz (Formel (7.17)) und für Stroh (Formel (7.18)) durch lineare Regression bestimmt.

$$Y = 3 + 0,12 x \quad (7.17)$$

$$Y = 11,77 + 0,24 x \quad (7.18)$$

mit

Y Transportkosten [Euro/Mg FM]

X Transportentfernung [km]

Der Slurry wird per LKW transportiert. Die Transportkosten werden aus [Henrich et al., 2007] entnommen. Die folgende Formel (7.19) zeigt die Werte der fixen und entfernungsabhängigen Transportkosten für den Slurry:

$$Y = 3 + 0,08 x \quad (7.19)$$

## 7.2.5. Verkaufserlöse für Strom

Bei der Herstellung von BtL-Kraftstoffen wird ein Überschuss an Strom erzeugt. Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse in verschiedene Leistungsklassen unterteilt und der eingespeiste Strom wird je nach Anlagengröße anteilig vergütet. Im großen Leistungsbereich (600 MW<sub>th</sub>) ist die installierte Leistung zur Stromproduktion allerdings zu groß, als dass der Strom nach EEG vergütet werden könnte. Der produzierte Strom muss daher auf dem Strommarkt abgesetzt werden. Es wird davon ausgegangen, dass dabei ein Strompreis von 5 ct/kWh erzielt wird.

## 7.2.6. Gesamtkosten

Mit Hilfe der in Abschnitt 7.1 beschriebenen Methodik wird die Kostenschätzung für die einzelnen Szenarien durchgeführt. Tabelle 7.4 und Tabelle 7.5 geben einen Überblick über die Ergebnisse der Kostenschätzung für alle Szenarien der Einsatzstoffe Waldrestholz und Reststroh.

**Tabelle 7.4: Ergebnisse der Kostenschätzung für alle Szenarien für den Einsatzstoff Waldrestholz**

<i>j</i>	Waldrestholz			
	1	2	3	4
Schätzung der Gesamtkosten	Zentrale Pyrolyse (1)	Dezentrale Pyrolyse (2)	Dezentrale Pyrolyse (10)	Dezentrale Pyrolyse (20)
<b>1) Investitionsabhängige Kosten [Mio. €/a]</b>	95,19	101,61	123,33	152,73
<b>2) Betriebsmittelverbr.-abh. Kostenarten [Mio. €/a]</b>				
Biomassekosten	46,75	46,75	46,75	46,75
Frisch- und Abwasserkosten	2,90	2,90	2,90	2,90
Stromverbrauch	0	0	0	0
Restentsorgungskosten	0,04	0,04	0,04	0,04
<b>3) Personalkosten [Mio. €/a]</b>	2,89	3,56	5,61	8,31
<b>4) Logistikkosten (Transport) [Mio. €/a]</b>	21,14	19,83	14,50	12,37
<b>5) Verkaufserlöse Elektr. Energie [Mio. €/a]</b>	-2,05	-6,58	-6,58	-6,58
<b>Summe variable Kosten pro Jahr [Mio. €/a]</b>	71,68	66,51	63,23	63,79
<b>Gesamtkosten pro Jahr [Mio. €/a]</b>	<b>166,87</b>	<b>168,12</b>	<b>186,56</b>	<b>216,52</b>
<b>Gesamtertrag FT-Kraftstoffe [t/a]</b>	120.000	105.600	105.600	105.600
<b>Gesamtertrag FT-Kraftstoffe [Mio. l/a]</b>	158	139	139	139
<b>Herstellkosten [€/l FT-Kraftstoff]</b>	<b>1,06</b>	<b>1,21</b>	<b>1,34</b>	<b>1,55</b>

Tabelle 7.5: Ergebnisse der Kostenschätzung für alle Szenarien für den Einsatzstoff Reststroh

<i>j</i>	Reststroh			
	1	2	3	4
Schätzung der Gesamtkosten	Zentrale Pyrolyse (1)	Dezentrale Pyrolyse (2)	Dezentrale Pyrolyse (10)	Dezentrale Pyrolyse (20)
<b>1) Investitionsabhängige Kosten [Mio. €/a]</b>	81,97	82,80	87,85	96,03
<b>2) Betriebsmittelverbr.-abh. Kostenarten [Mio. €/a]</b>				
Biomassekosten	45,05	45,05	45,05	45,05
Frisch- und Abwasserkosten	2,76	2,76	2,76	2,76
Stromverbrauch	0	8,13	8,13	8,13
Restentsorgungskosten	0,12	0,12	0,12	0,12
<b>3) Personalkosten [Mio. €/a]</b>	2,52	2,70	3,32	4,03
<b>4) Logistikkosten (Transport) [Mio. €/a]</b>	29,77	28,56	22,56	20,16
<b>5) Verkaufserlöse Elektr. Energie [Mio. €/a]</b>	-9,57	-14,91	-14,91	-14,91
<b>Summe variable Kosten pro Jahr [Mio. €/a]</b>	70,66	72,41	67,02	65,33
<b>Gesamtkosten pro Jahr [Mio. €/a]</b>	<b>152,62</b>	<b>155,21</b>	<b>154,87</b>	<b>161,36</b>
<b>Gesamtertrag FT-Kraftstoffe [t/a]</b>	114.000	114.000	114.000	114.000
<b>Gesamtertrag FT-Kraftstoffe [Mio. l/a]</b>	150	150	150	150
<b>Herstellkosten [€/l FT-Kraftstoff]</b>	<b>1,02</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,08</b>

Das Szenario *zentrale Anordnung - Reststroh* weist die geringsten Kosten auf. Da die investitionsabhängigen Kosten bei Waldrestholz insbesondere bei dezentraler Anordnung höher sind, ergeben sich auch höhere Gesamtkosten als bei Reststroh. Das Szenario *dezentrale Anordnung - 10 Standorte* für Reststroh weist die gleichen Kosten wie das Szenario *mit 2 Standorten* auf. Der Unterschied der investitionsabhängigen Kosten wird durch die Transportkosten (kürzere Distanzen) kompensiert.

Allgemein lässt sich feststellen, dass für den betrachteten Untersuchungsraum dezentrale Konzepte bei gleichem Einsatzstoff generell zu höheren Gesamtkosten als zentrale Konzepte führen.

Stroh ist allerdings auch bei dezentraler Anordnung wegen geringerer investitionsabhängiger Kosten attraktiver als Waldrestholz. Durch den notwendigen Einsatz von Trocknern und Biomassekraftwerken für Waldrestholz weist das Szenario *zentrale Anordnung* für Waldrestholz sogar geringfügig höhere Gesamtkosten als das Szenario *dezentrale Anordnung - 10 Standorte* für Reststroh auf. Für die dezentralen Szenarien für Waldrestholz führt die geringere Kraftstoffausbeute zu höheren Herstellkosten.

Die investitionsabhängigen Kosten betragen ca. 53 % der Herstellkosten bei Stroh und 57 % bei Holz bei einer zentralen Anordnung, die Biomassebereitstellungskosten (Biomassevorbereitung und Transport) jeweils ca. 50 % für Reststroh und 40 % bei Waldrestholz. Eine Steigerung des Rohstoffpreises könnte die Herstellkosten stark beeinflussen. Dieser Einfluss wird in den nächsten Abschnitt bei der Sensitivitätsanalyse untersucht.

### 7.3. Sensitivitätsanalysen

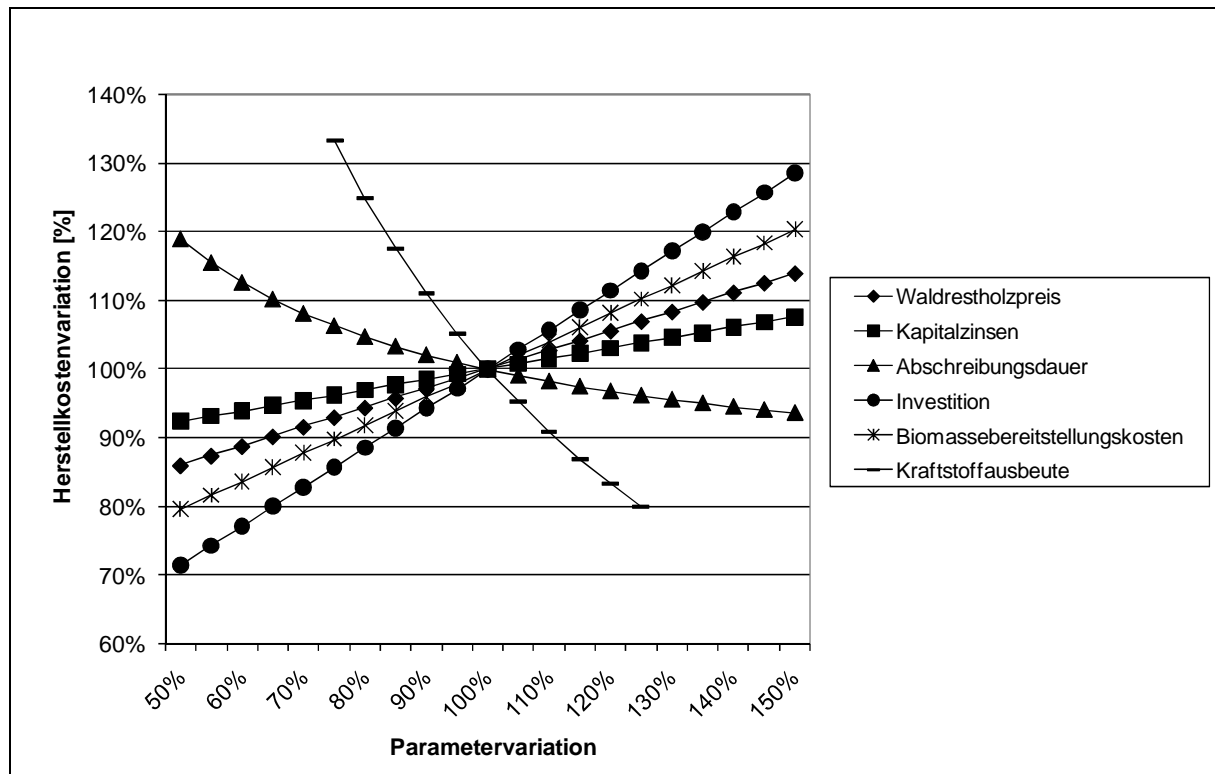
Die Datengrundlagen der Kosten- und Investitionsschätzung sind mit Unsicherheit behaftet. Hintergrund ist zum einen, dass die verschiedenen Verfahrensschritte zur BtL-Kraftstoffherstellung bislang nicht großtechnisch realisiert sind und zum anderen allgemeine Unsicherheiten wie steigende Preise oder geänderte gesetzliche Rahmenbedingungen auftreten. Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen wird der Einfluss geänderter Rahmenbedingungen auf die Herstellkosten für BtL-Kraftstoff in Euro/Liter untersucht. Die folgenden Parameter wurden in einem Intervall von +/- 50 % ihres Wertes variiert:

- Gesamtinvestitionen,
- Biomassepreis,
- Biomassebereitstellungskosten,
- Kapitalzinsen und
- Abschreibungsdauer.

Da auch die Stoff- und Energiebilanzierung aufgrund der fehlenden großtechnischen Realisierung mit Unsicherheit behaftet ist, wird die Kraftstoffausbeute ebenfalls untersucht. Hier wurde ein Intervall von +/- 25 % gewählt.

Ziel der Sensitivitätsanalyse ist es, die Robustheit der ökonomischen Bewertung gegenüber der Veränderung der genannten Parameter (innerhalb einer realistischen Bandbreite) zu untersuchen. Insbesondere für die Biomassepreise ist davon auszugehen, dass die starke Erhöhung der Nachfrage nach Biomasse bei Realisierung einer großtechnischen Biokraftstoffproduktion zum Preisanstieg führt. Außerdem wird Biomasse in zunehmendem Maße auch von anderen Industriebereichen (z.B. Pelletherstellung oder chemische Industrie) nachgefragt. Als Ergebnis der Sensitivitätsanalyse ergibt sich darüber hinaus der Einfluss der Parametervariation auf die Herstellkosten. Je größer dabei die Steigung einer Gerade ist, desto höher ist der Einfluss des variierten Parameters. Damit ist es insbesondere möglich, Schlüsselgrößen zu identifizieren, die zur Optimierung des Prozesses beitragen könnten.

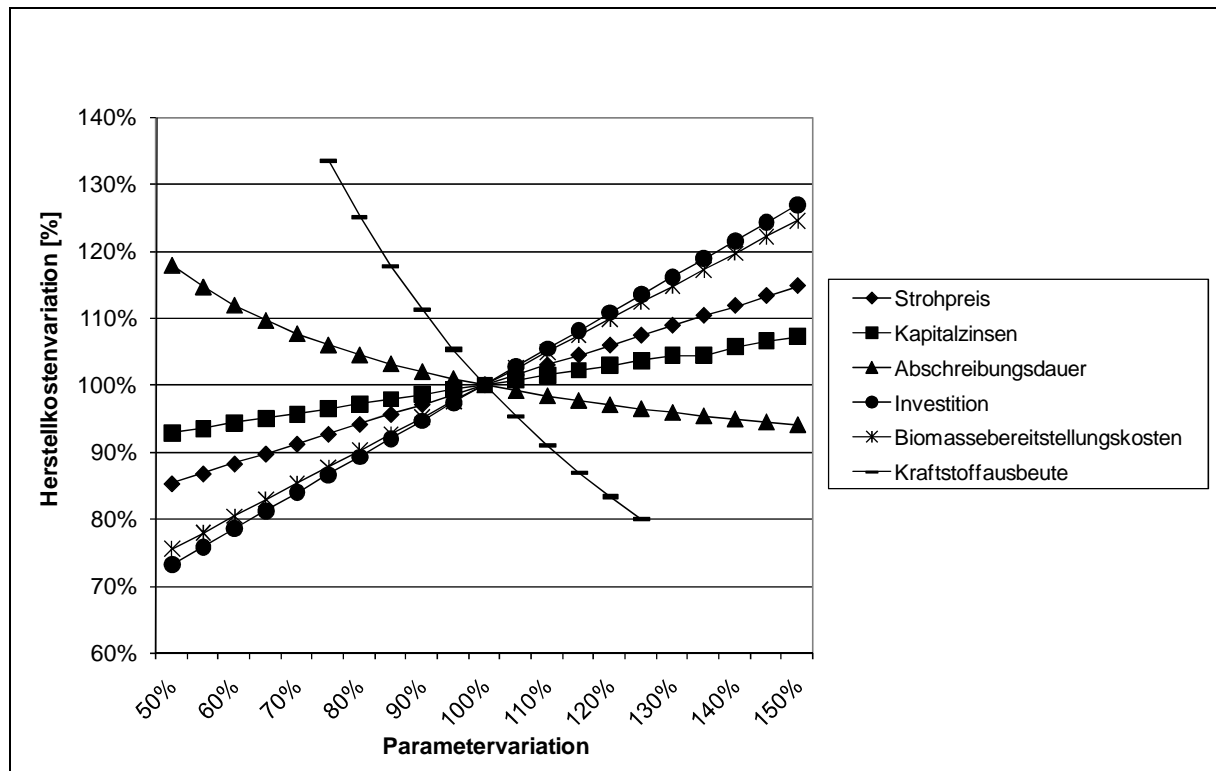
Abbildung 7.6 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für das Szenario *zentrale Anordnung* für den Einsatzstoff Waldrestholz.



**Abbildung 7.6: Sensitivitätsanalyse für das Szenario zentrale Anordnung für den Einsatzstoff Waldrestholz**

Es wird dabei deutlich, dass die Gesamtinvestition der Anlagen in diesem Szenario der bestimmende Faktor ist. Bei einer Senkung der Gesamtinvestitionen von 50 % ergeben sich um ca. 30 % niedrigere Herstellkosten. Die Waldrestholzbereitstellungskosten (Häckseln und Transport des Waldrestholzes) haben ebenso einen wichtigen Einfluss mit einer Reduzierung der Herstellkosten um ca. 20 % bei einem Rückgang um 50 %. Andere Parameter wie der Biomassepreis haben einen deutlich geringeren Einfluss (Rückgang der Herstellkosten um 10 - 15 % bei einer Parametervariation von -50 %). Zwischen Kraftstoffausbeute und Herstellkosten ist ebenfalls eine starke Abhängigkeit zu beobachten. Eine Erhöhung der Ausbeute um 10 % hat eine Senkung der Herstellkosten um ebenfalls ca. 10 % zur Folge.

Für die dezentralen Szenarien (vergleiche Anhang C) zeigt sich ein noch größerer Einfluss der Gesamtinvestition. Die Biomassebereitstellungskosten für diese Szenarien haben aufgrund geringerer Transportkosten weniger Einfluss.



**Abbildung 7.7: Sensitivitätsanalyse für das Szenario zentrale Anordnung für den Einsatzstoff Reststroh**

Bei der Sensitivitätsanalyse für die zentrale Anordnung für Reststroh zeigt sich, dass die Gesamtinvestitionen und die Strohbereitstellungskosten (Ballenpressung und Transport) wichtige Faktoren darstellen. Bei einer Senkung der Gesamtinvestitionen um 50 % senken sich die Herstellkosten um ca. 30 %, bei einer Senkung der Biomassebereitstellungskosten um 50 % um mehr als 25 %. Andere Parameter wie die Biomassepreise haben nur einen geringen Einfluss (Senkung der Herstellkosten um 15 % bei einer Parametervariation von – 50 %). Wie beim Einsatz von Waldrestholz ergibt sich ein großer Einfluss der Kraftstoffausbeute auf die Herstellkosten. Bei einer Steigerung der Ausbeute um 15 % sinkt diese um ca. 13 %. Für dezentrale Szenarien (vergleiche Anhang C) ist bedingt durch die niedrigeren Transportkosten ein geringerer Einfluss der Biomassebereitstellung zu beobachten.

#### 7.4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Rahmen der Investitionsschätzung wird die Methode der detaillierten Einzelermittlung mit differenzierten Zuschlagssätzen eingesetzt. Bei einem Input von 1.000.000 Mg Biomasse (15 % Wassergehalt) pro Jahr ist mit Investitionen zwischen 550 und 600 Millionen Euro (Basisjahr 2006) für Reststroh und zwischen 650 und 1.000 Millionen Euro (Basisjahr 2006) für Waldrestholz zu rechnen. Der Bau einer solchen Anlage ist demzufolge nur für Großinvestoren interessant. Der größte Anteil der Investitionen entfällt auf die Biomassevorbereitung (Trocknung, Lagerung, Pyrolyse), die Vergasung inklusive des Einsatzes eines Luftzerlegers und die Synthese. Der Unterschied zwischen den Investitionen der beiden Einsatzstoffe entsteht durch den Einsatz von Trocknern und gegebenenfalls Biomassekraftwerken

für Waldrestholz, um die Biomasse von 50 % Wassergehalt auf 15 % zu trocknen. Dezentrale Konzepte sind bei den betrachteten Kapazitäten weniger attraktiv, da sie zu höheren Gesamtinvestitionen führen. Das Szenario *zentrale Anordnung – Reststroh* weist die niedrigsten Herstellkosten auf. Für Waldrestholz in zentraler Anordnung ergeben sich um 4 % höhere Herstellkosten. Für Reststroh sind die Unterschiede zwischen dem zentralen und den dezentralen Szenarien deutlich geringer als für Waldrestholz. Dies liegt darin begründet, dass die Investitionen bei Waldrestholz bei mehreren dezentralen Standorten durch den Einsatz mehrerer kleinerer Trockner und Biomassekraftwerke schneller steigen als bei Reststroh. Die Herstellkosten in Euro/Liter sind bei Waldrestholz und dezentraler Anordnung zudem höher, weil weniger Kraftstoff hergestellt wird.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Gesamtinvestitionen ein wichtiger Einflussfaktor auf die Herstellkosten sind. Für Reststroh sind auch die Biomassebereitstellungskosten von großer Bedeutung. Einen erheblichen Einfluss weist weiterhin die Kraftstoffausbeute auf. Verbesserungspotenziale durch technologisches Lernen oder die Einbindung in eine bestehende Raffinerie können sich senkend auf die Herstellkosten auswirken. Bei Ansiedlung in einer solchen Raffinerie könnten die Investitionen für die Produktaufbereitung (Cracker, Destillation, ...) gespart werden, da hier diese Technologien schon vorhanden sind. Voraussetzung wäre allerdings, dass die entsprechenden Kapazitäten in der Raffinerie zur Verfügung stehen.

Weiterhin kann die Implementierung solcher Anlagen in Ländern, in denen die Biomassebereitstellungskosten niedrig sind, attraktiv sein. In Deutschland besteht die Gefahr, dass der Biomassepreis aufgrund der Konkurrenz mit z.B. der Strom- oder Wärmeerzeugung aus Biomasse weiterhin steigt. Durch die Konkurrenz mit fossilen Kraftstoffen sind, hier jedoch auch der Rohölpreis sowie weitere Rahmenbedingungen, etwa Steuervergünstigungen, zu betrachten.



## 8. Standortplanung einer BtL-Anlage in Baden-Württemberg

In den Kapiteln 6 und 7 wurde auf Basis der Stoff- und Energiebilanzierung (Kapitel 5) eine techno-ökonomische und ökologische Bewertung der im Rahmen der vorliegenden Arbeit betrachteten Prozesskette durchgeführt. Die Realisierung einer solchen Prozesskette in einem bestimmten Zielgebiet beeinflusst durch dessen spezifischer Situation die Kosten und Umweltauswirkungen. Daher im vorliegenden Kapitel zunächst eine Standortplanung für das in dieser Arbeit betrachtete Zielgebiet, Baden-Württemberg, durchgeführt. Die Auswirkungen der Standortplanung auf die Kosten und Umweltauswirkungen werden dann in Kapitel 9 dargestellt.

Ziel der Standortplanung ist die Entwicklung und Implementierung eines Planungsmodells, um die Standorte der erforderlichen Anlagen auf Basis der Minimierung der Gesamtkosten bestimmen zu können. Zur Standort- und Kapazitätsplanung existieren verschiedene Methoden, die zunächst in Abschnitt 8.1 vorgestellt werden. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die Standorte zur Produktion von FT-Kraftstoffen mit Hilfe eines Warehouse-Location-Modells bestimmt. Darüber hinaus sollen im Rahmen einer integrierten Planung die geeigneten Rohstofflieferanten identifiziert, den Vorbehandlungsanlagen zugeordnet und die Transportbeziehungen zwischen den Produktionsstufen optimal gestaltet werden. Dazu wird zunächst das methodische Vorgehen der Standortplanung vorgestellt. Im Anschluss daran wird in Abschnitt 8.2 das Netzwerk des Planungsproblems dargestellt. Dieses Planungsproblem wird danach mathematisch formuliert und mit Hilfe einer kommerziellen Software implementiert (Abschnitt 8.3).

Die exemplarische Modellanwendung für Baden Württemberg erfolgt in Abschnitt 8.4 für die beiden Szenarien *zentrale und dezentrale Anordnung*, welche einander gegenüber gestellt werden. Hierzu werden die Kosten für eine mögliche Realisierung einer Anlage unter Berücksichtigung der spezifischen Situation des Bundeslandes berechnet. Mit dem Planungsmodell werden Ergebnisse, wie z.B. die Transportleistung in t·km oder die mittlere Transportdistanz eines LKWs ermittelt, welche sich auf die Abschätzung der Umweltauswirkungen, wie sie in Kapitel 6 vorgenommen wurde, auswirken können. Betrachtet wird auch die Möglichkeit, statt der Einrichtung einer Vorbereitungsanlage, welche nur eine Biomasseart verarbeiten kann, verschiedene Pyrolyseanlagen an einem Standort zu installieren, so dass die Vorbereitungsanlage beispielsweise sowohl für Waldrestholz als auch für Reststroh eine bestimmte Kapazität vorhält. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird abschließend für verschiedene Szenarien der Einfluss des Rohstoffpreises und der Rohstofftransportkosten auf die Gesamtkosten untersucht (Abschnitt 8.5).

### 8.1. Methoden zur Standort- und Kapazitätsplanung

Die Standort- und Kapazitätsplanung ist ein klassisches Problem der strategischen Unternehmensplanung und hat weitreichende Konsequenzen. Zum einen hat die Standortwahl wesentlichen Einfluss auf die Unternehmenskosten, zum anderen legt sie diese für einen langen Zeitraum von im Allgemeinen über 20 Jahren fest.

Neben der volkswirtschaftlichen Standortplanung<sup>64</sup> werden zwei Gruppen betriebswissenschaftlicher Ansätze zur Standortplanung unterschieden: die *betriebliche Standortplanung* und die *innerbetriebliche Standortplanung* [Domschke und Drexl, 1996].

#### 8.1.1. Modelle der innerbetrieblichen Standortplanung

Die *innerbetriebliche Standortplanung* bzw. *Layoutplanung* verfolgt das Ziel einer möglichst günstigen räumlichen Anordnung von Betriebsmitteln innerhalb einer Produktionsstätte. Die Zielfunktionen berücksichtigen hierzu oft standortbedingte Transportkosten sowie gegebenenfalls Lager- und Produktionskosten. Probleme bei der innerbetrieblichen Standortplanung können häufig als sogenannte quadratische Zuordnungsprobleme formuliert werden. Bei einem solchen Problem wird die transportminimale Anordnung von etwa  $n$  einzurichtenden Betriebseinheiten auf  $n$  vorgegeben Plätzen berechnet. Jedem potenziellen Standort wird genau eine Betriebseinheit und jede Betriebseinheit genau einem Standort zugeordnet. Betriebseinheiten sind z.B. Maschinen in einer Werkstatt oder Werkstätten innerhalb einer Fabrikhalle. Eine andere Möglichkeit *innerbetrieblicher Standortplanung* stellen graphentheoretische Modelle dar. Weiterführende Informationen über solche Modelle und über quadratische Zuordnungsprobleme sind beispielsweise in [Domschke und Drexl, 1996], [Neumann, 1996] zu finden.

Für die Standortplanung von BtL-Kraftstoffen im Rahmen dieser Arbeit sind die Modelle zur innerbetrieblichen Standortplanung somit nicht geeignet, weil sie sich auf die räumliche Anordnung von Betriebsmitteln in einem Unternehmen beziehen und nicht auf die Anordnung von Produktionsstätten.

#### 8.1.2. Modelle der betrieblichen Standortplanung

Die *betriebliche Standortplanung* bestimmt Anzahl und/oder Standorte verschiedener Unternehmen unter Berücksichtigung bestehender oder geplanter Produktionsstätten, Zentral-, Beschaffungs- und Auslieferungslager.

Betriebliche Standorte lassen sich nach qualitativen und nach quantitativen Gesichtspunkten bewerten. Der Beitrag quantitativer Standortfaktoren zur Zielgröße ist direkt messbar. Transportkosten der Produkte vom Standort zu den Absatzmärkten oder die Anschaffungsauszahlungen für Grundstücke sind z.B. quantitative Standortfaktoren. Der Einfluss qualitativer Standortfaktoren auf die Zielgröße lässt sich hingegen nicht unmittelbar berechnen. Die Verkehrslage des Grundstücks (z.B. Anschluss an das Personen- und Güterverkehrsnetz) oder die allgemeine Infrastruktur des Standortes (Bankverbindungen, Wohnraum, ärztliche Versorgung, etc.) sind z.B. qualitative Standortfaktoren [Zäpfel, 1989].

---

<sup>64</sup> Die volkswirtschaftliche Standortplanung versucht die Ansiedlung der Unternehmen aus bestimmten Wirtschaftssektoren im Raum zu erklären oder zu optimieren.

Ist eine qualitative Bewertung durchzuführen, werden Verfahren wie zum Beispiel Nutzwertanalysen angewendet. Sollen vor allem quantitative Aspekte erfasst werden, kommen Modelle des Operations Research (OR) zum Einsatz. Diese betrachten im Wesentlichen Produktions-, Transport-, Lager- und investitionsabhängige Kosten und zielen darauf ab, eine kostenminimale bzw. gewinnmaximale Standortkombination zu finden. Damit geht eine Vielzahl interdependenter Entscheidungen einher, welche

- die Anzahl der Systemstufen
- die Anzahl der Transformationspunkte
- die Standorte der Transformationspunkte
- die Kapazitäten der Transformationspunkte
- die Bestimmung der Stoffströme und Güterflüsse
- die Allokation der Nachfrage auf die Versorgungseinrichtungen und
- die Allokation der Produktionsmengen auf die Produktionsstandorte

betreffen. [Klose, 2001]

Es werden drei Gruppen von OR-Modellen zur betrieblichen Standortplanung unterschieden [Hummeltenberg, 1981], [Drezner und Hamacher, 2002]:

- Standortplanung in der Ebene
- Standortplanung in Netzen
- Warehouse-Location-Probleme (WLP)

Diese Modelltypen werden in den nachfolgenden Unterabschnitten näher erläutert.

#### 8.1.2.1. Standortplanung in der Ebene

Bei den Modellen zur Standortplanung in der Ebene werden alle Punkte der untersuchten Ebene als potenzielle Standorte betrachtet. Ein häufig anzutreffendes Standortproblem dieser Art ist das Steiner-Weber-Problem. Die Datenbasis dieses Problems ist die Verteilung einer bestimmten Anzahl von Kunden mit festgelegten Bedarfen in einer Ebene. Ziel ist es, einen Punkt in der Ebene zu suchen, bei dem die Summe der gewichteten Distanzen minimiert wird. Die Entfernung zwischen zwei Punkten kann gemäß verschiedenen Methoden berechnet werden. Die in der Praxis am häufigsten verwendeten Methoden sind die rechtwinklige, euklidische (auch geradlinige genannt) und quadrierte Entfernung. Weitere Informationen sind in [Domschke und Drexl, 1996] zu finden.

Da die Modelle zur Standortplanung in der Ebene jedoch diverse Nachteile aufweisen, sollen sie im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter verfolgt werden. Insbesondere berücksichtigen sie die Strukturen des geographischen Raumes und die Verkehrsbedingungen nicht (somit kann z.B. auch nicht verhindert werden, dass als optimaler Standort zum Beispiel ein nicht erschlossenes Gebiet oder ein Gewässer berechnet wird). Ein weiterer Nachteil ist, dass nur der transportkostenminimale Standort und nicht der kostenminimale gesucht wird.

#### 8.1.2.2. Standortplanung in Netzen

Bei der Standortplanung in Netzen wird die Menge der zulässigen Lösungen auf ausgewählte Punkte und deren direkte Verbindungsstrecken beschränkt. Zwei Problemtypen können insbesondere im Rahmen der Standortplanung in Netzen unterschieden werden: das Median-Problem und das Zentren-Problem.

Die p-Median-Probleme beschäftigen sich in einem Netzwerk mit der Suche nach p Standorten (Median), so dass die Summe der Transportkosten zwischen den Knoten minimal wird. Das Median-Problem ist ein Spezialfall des p-Median-Problems mit  $p = 1$ . Dieser Ansatz kann z.B. für die Standortplanung eines Lieferanten verwendet werden, der seine Kunden als Standorte in einem Netzwerk bedienen soll. Der gefundene Median ergibt sich dann als der Standort mit minimalen Transportkosten bei gegebenen entfernungsproportionalen Transportkosten [Domschke, 1985].

Zentren-Probleme zielen auf die Minimierung der maximal resultierenden (gewichteten) Distanz zu den Knoten ab und werden auch als Minimax-Locationprobleme in der Ebene bezeichnet. Sie dienen häufig zur Bestimmung von Standorten zentraler Einrichtungen wie Schulen, Kindergärten oder Feuerwachen. Ein Standort für eine Feuerwache könnte z.B. derart bestimmt werden, dass der Zeitraum zwischen der Alarmierung und dem Eintreffen der Fahrzeuge am möglichen Einsatzort am kürzesten ist.

Aufgrund ihres einfachen Charakters sind diese Probleme im Rahmen der Planung einer kostengünstigsten Anordnung von Produktionsanlagen zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen weniger geeignet.

#### 8.1.2.3. Warehouse-Location-Probleme (WLP)

Warehouse-Location-Probleme gehören der Modellklasse der diskreten Standortwahl an. Bei der diskreten Standortwahl wird angenommen, dass eine endliche Anzahl potenzieller Standorte existiert und deren Position bekannt ist. Somit sind WLP mit den Median-Problemen verwandt, enthalten allerdings weitere Elemente, wie z.B. standortspezifische Fixkosten oder Mengenbeschränkungen und erreichen damit eine höhere Realitätsnähe.

Bei Warehouse-Location-Problemen werden Standort- und Transportoptimierungen für die Planung von industriellen Distributionszentren simultan durchgeführt. Dabei liefern sie sowohl die Distributionsstruktur (einzurichtende Standorte) als auch die durchzuführenden Transporte. Je nach Komplexität werden kapazitierte und unkapazitierte sowie ein- und mehrstufige Warehouse-Location-Probleme unterschieden.

Die einfachste Form von WLP ist das unkapazitierte einstufige Warehouse-Location-Problem. Dabei wird bestimmt, von welchen potenziellen Standorten fest vorgegebene Nachfrager optimal versorgt werden. Ergebnisse des Problems sind sowohl die Standorte und deren Anzahl als auch die Transportmengen auf vorgegebenen Strecken. Bei der Lösung des Problems werden standortabhängige Fixkosten und variable, mengen- und streckenabhängige Transportkosten

berücksichtigt. Bei einem kapazitierten Problem wird zudem die Lieferkapazität der Lager beschränkt.

Mehrstufige Probleme berücksichtigen mindestens zwei Transportstufen. Damit werden Zwischenlager als Umladeknoten berücksichtigt. Bei zu bestimmender (kapazitiertes oder unkapazitiertes) Produktionsmenge und vorgegebener Nachfrage wird bestimmt, an welchen Standorten die Zwischenlager errichtet werden. Diese Modelle gehören der Klasse der gemischt-ganzzahligen linearen Probleme an. [Alicke, 2005]

Bei der Problematik der Standortplanung der für die BtL-Herstellung erforderlichen Anlagen in Baden-Württemberg sind für dezentrale Szenarien zwei Transportstufen (Biomasse und Slurry) zu berücksichtigen. Daher wird im Folgenden das zweistufige kapazitierte Warehouse-Location-Problem detaillierter beschrieben.

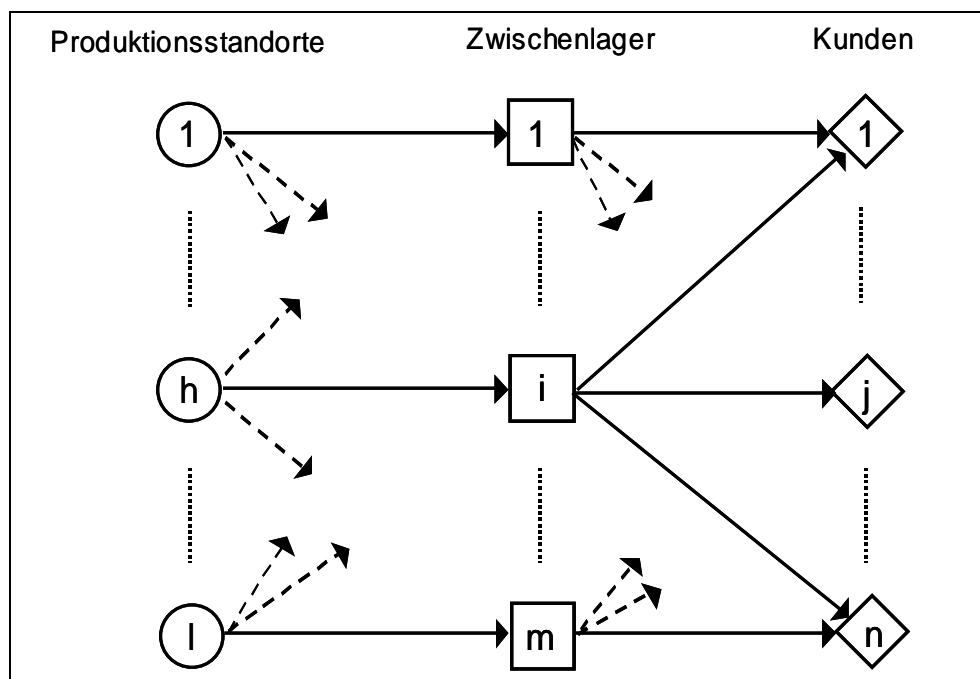


Abbildung 8.1: Zweistufiges Warehouse-Location-Problem

Abbildung 8.1 stellt ein zweistufiges Warehouse-Location-Problem graphisch dar. Von den  $l$  Produktionsstandorten sollen  $n$  Kunden mit dem jeweiligen periodischen Bedarf  $b_1, \dots, b_n$  beliefert werden. Die Kapazität der Produktionsstandorte  $h$  ist begrenzt und die Produktionsmenge wird gesucht. Die Anzahl der einzurichtenden Zwischenlager  $m$  und ihre Standorte sowie der Umfang der durchzuführenden Transporte sollen ermittelt werden. Bei den Kunden  $j$  wird die Nachfrage vorgegeben (kapazitiertes Problem).

Die Zielfunktion ist die Minimierung der gesamten Transport- und Lagereinrichtungskosten. Neben der Zielfunktion können verschiedene Nebenbedingungen betrachtet werden, z.B. dass ein Kunde  $j$  nur von einem potenziellen Standort  $i$  aus beliefert werden darf, an dem ein Lager eingerichtet wird.

## 8.2. Problematik der Standortplanung einer BtL-Anlage in Baden-Württemberg

Die Problematik der Standortplanung der für die BtL-Herstellung erforderlichen Anlagen in Baden-Württemberg lässt sich im Falle eines dezentalen Konzeptes als Warehouse-Location-Problem mit zwei zu planenden Distributionsstufen darstellen: der Distribution von Biomasse (vom Anfallort zum Pyrolysestandort) und der Distribution des Slurry (vom Pyrolysestandort zum Synthesestandort).

### 8.2.1. Netzwerkdarstellung des Planungsproblems

Allgemein lässt sich der Produktionsverbund für die Produktion von BtL-Kraftstoffen als Netzwerk auffassen. In diesem Netzwerk (vergleiche Abbildung 8.2) bezeichnen:

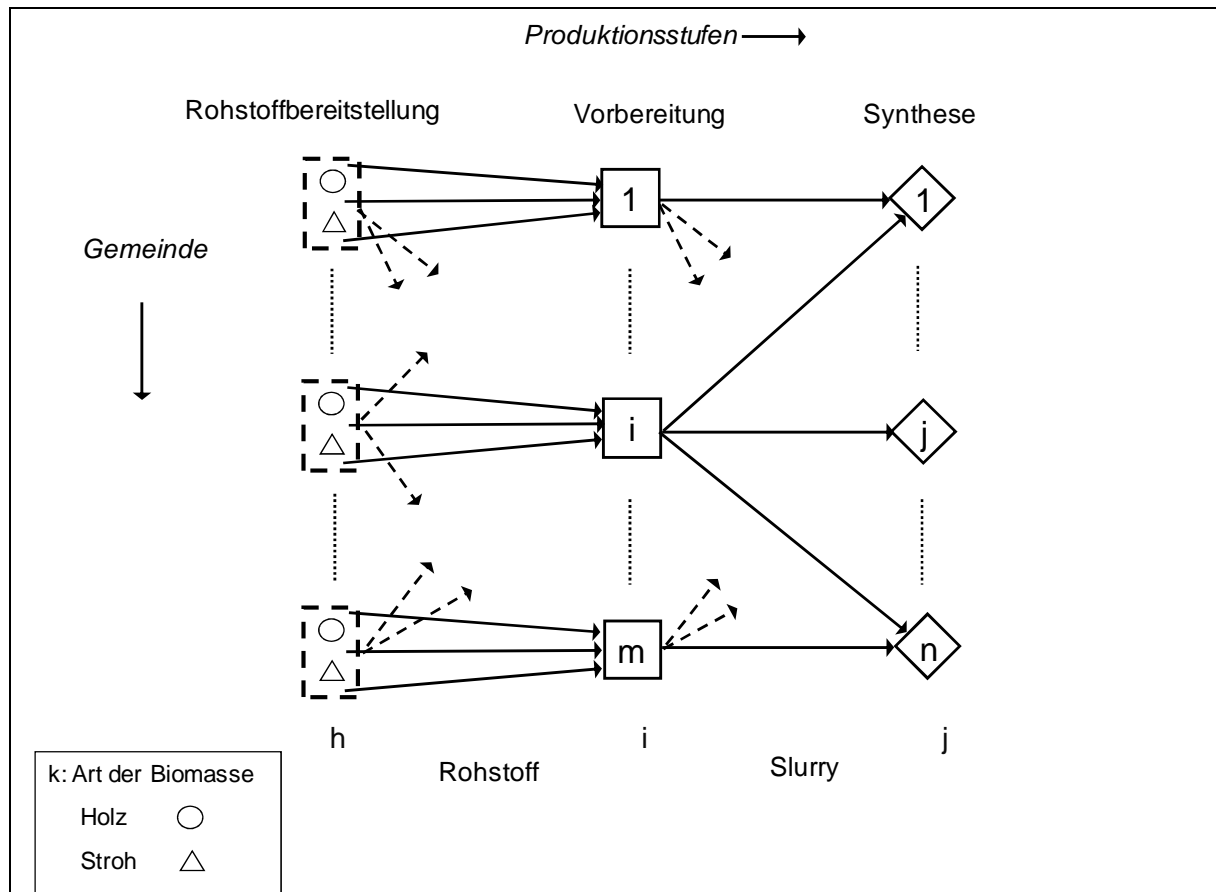
$H = \{1, 2, \dots, h, \dots, l\}$  die Menge der Rohstofflieferanten (Gemeinden),

$I = \{1, 2, \dots, i, \dots, m\}$  die Menge der potenziellen Pyrolysestandorte,

$J = \{1, 2, \dots, j, \dots, n\}$  die Menge der potenziellen Synthesestandorte und

$K = \{1, 2, \dots, k, \dots, p\}$  die Menge der Rohstoffarten.

In diesem Netzwerk treten folgende Flüsse auf: Die vom Rohstofflieferanten  $h$  bezogenen Rohstoffe (Rohstoffart  $k$ ) werden zur Pyrolyseanlage  $i$  transportiert und dort zu Pyrolyseslurry weiterverarbeitet, welches anschließend zur Syntheseanlage  $j$  transportiert wird.



**Abbildung 8.2:** Netzwerkdarstellung des allgemeinen Planungsproblems

Im Rahmen der vorliegenden Anwendung für Baden-Württemberg werden optimale Standortkonzepte für verschiedene Szenarien bestimmt, welche dann miteinander verglichen werden. Diese Szenarien berücksichtigen die grundsätzlichen Alternativen einer zentralen bzw. dezentralen Anordnung (vergleiche Abschnitt 4.3). Bei der zentralen Anordnung wird zudem die Möglichkeit, sowohl Reststroh als auch Waldrestholz als Biomasse zu verwenden untersucht. Abbildung 8.3 zeigt hierzu die Netzwerkdarstellung der Pyrolyseanlage bei zentraler Anordnung, wobei beispielhaft das Szenario, bei welchem 10 Pyrolyseanlagen ausschließlich mit Waldrestholz betrieben werden sowie ein Szenario bei welchem 8 Pyrolyseanlagen mit Waldrestholz und 2 mit Reststroh betrieben werden dargestellt sind. Zahlreiche weitere Szenarien sind denkbar.

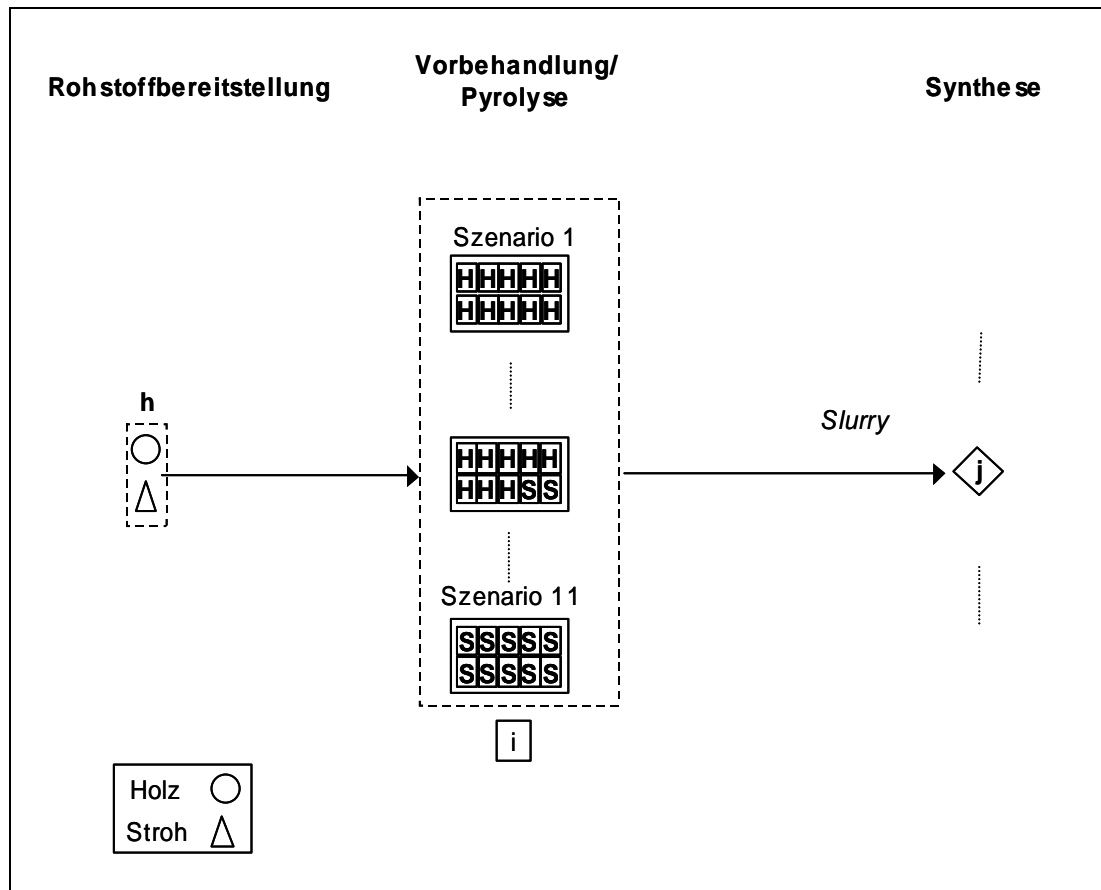


Abbildung 8.3: Netzwerkdarstellung der Vorbehandlungsanlage bei zentraler Anordnung

### 8.2.2. Modellformulierung

Basierend auf der Darstellung des Produktionsverbundes und der darin auftretenden Stoffströme wird im Folgenden ein zweistufiges kapazitiertes Warehouse-Location-Problem zur Standortplanung für die Herstellung von BtL-Kraftstoffen formuliert.

Für das Modell wird die in der folgenden Tabelle angegebene Notation verwendet.



Tabelle 8.1: Im Modell verwendete Notationen

Symbol	Beschreibung	Einheit
<b>Indizes</b>		
$h \in H$	Lieferant / Gemeinde	-
$i \in I$	Pyrolysestandort	-
$j \in J$	Synthesestandort	-
$k \in K$	Rohstoffart	-
$Py$	Pyrolyse / Vorbehandlung	-
$Sy$	Synthese	-
$b$	Biomasse	-
$s$	Slurry	-
$f$	Kraftstoff (Fuel)	-
<b>Parameter</b>		
$p_{hk}$	Preis für Rohstoffart $k$ von Lieferant $h$	€ / (t Feuchtmasse)
$c_{hik}^{b,LKW}$	Transportkosten von Rohstoffart $k$ von Sammelstelle in Gemeinde $h$ zu Vorbehandlungsanlage $i$	€ / (t Feuchtmasse)
$c_{ij}^{s,LKW}$	Transportkosten von Slurry von Vorbehandlungsanlage $i$ zur Syntheseanlage $j$	€ / (t Slurry)
$f_i^{Py}$	Fixkosten bei Errichtung einer Pyrolyseanlage am Standort $i$	€ / a
$f_j^{Sy}$	Fixkosten bei Errichtung einer Syntheseanlage am Standort $j$	€ / a
$c_{ik}^{var,Py}$	Variable Kosten für die Vorbehandlung einer Tonne FM Rohstoffart $k$ am Standort $i$	€ / (t Feuchtmasse)
$c_j^{var,Sy}$	Variable Kosten für die Synthese einer Tonne Slurry am Standort $j$	€ / (t Slurry)
$y_{Sy,Vorgabe}$	Vorgegebene Menge an zu synthetisierendem Slurry	t Slurry / a
$\bar{x}_{hk}$	Maximal verfügbare Menge von Rohstoffart $k$ in Gemeinde $h$	t Rohstoff / a
$\beta_{ik}$	$\beta_{ik} = \frac{Pyro_{out,ik}}{Pyro_{in,ik}}$ : Massen(strom)-verhältnis aus Pyrolyseoutput und -input (vergleiche Abschnitt 5.2.1.1)	t Slurry / (t Feuchtmasse)
$\alpha_{hk}$	Faktor zur Umrechnung der Rohstoffmassen auf 15 Prozent Restfeuchte	-

$M^{Py}$	Anzahl Pyrolyseanlagen	-
$M^{Sy}$	Anzahl Syntheseanlagen, hier: $M^S = 1$	-
<b>Variablen</b>		
$x_{hik}^b$	Transport Rohstoff $k$ von Gemeinde $h$ zur Pyrolyseanlage am Standort $i$	t Feuchtmasse / a
$x_{ij}^s$	Transport Slurry von Pyrolyseanlage $i$ zur Syntheseanlage am Standort $j$	t Slurry / a
$y_{ik}^{Py}$	Menge des aus Rohstoff $k$ produzierten Slurry der Pyrolyseanlage am Standort $i$	t produziertes Slurry / a
$y_i^{Py}$	Produzierte Slurrymenge am Standort $i$	t produziertes Slurry / a
$y_j^{Sy}$	Synthesemenge (zu verarbeitende Slurrymenge) am Standort $j$	t verarbeitetes Slurry / a
	(jeweils mit unteren und oberen Grenzen $\underline{y}_k^{Py}, \bar{y}_k^{Py}, \underline{y}^{Sy}, \bar{y}^{Sy}$ )	Einheiten entsprechend
$z_i^{Py}$	Binäre Entscheidungsvariable für die Pyrolyseanlage am Standort $i$	-
$z_j^{Sy}$	Binäre Entscheidungsvariable für die Syntheseanlage am Standort $j$	-

Mit der in Tabelle 8.1 dargestellten Notation lässt sich das Planungsmodell wie folgt angeben:

$$\text{Min [ } \sum_{h \in H} \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} p_{hk} \cdot x_{hik}^b \quad \text{Rohstoffkosten} \quad (8.1)$$

$$+ \sum_{h \in H} \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} c_{hik}^{b,LKW} \cdot x_{hik}^b \quad \text{Kosten Rohstofftransport von Lieferant } h \quad (8.2)$$

zur Vorbereitungsanlage  $i$

$$+ \sum_{i \in I} f_i^{Py} \cdot z_i^{Py} \quad \text{Fixkosten der Vorbereitungsanlage am} \quad (8.3)$$

Standort  $i$

$$+ \sum_{h \in H} \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} c_{ik}^{\text{var},Py} \cdot x_{hik}^b \quad \text{Variable Kosten der Vorbereitungs-} \quad (8.4)$$

anlage am Standort  $i$

$$+ \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} c_{ij}^{s,LKW} \cdot x_{ij}^s \quad \text{Kosten Slurrytransport von Vorberei-} \quad (8.5)$$

tungsanlage  $i$  zur Syntheseanlage  $j$

$$+ \sum_j f_j^{Sy} \cdot z_j^{Sy} \quad \text{Fixkosten Synthese} \quad (8.6)$$

$$+ \sum_i \sum_j c_j^{\text{var},Sy} \cdot x_{ij}^s \quad \text{] Variable Kosten Synthese} \quad (8.7)$$

Ziel des Planungsmodells ist die kostenminimale Herstellung einer vorgegebenen Menge an BtL-Kraftstoff. Dazu sind sowohl die Standorte der Vorbereitungs- und Syntheseanlagen als auch die Transporte zwischen den verschiedenen Wertschöpfungsstufen zu bestimmen. Es wird davon ausgegangen, dass ein Rohstofflieferant  $h$ , d.h. eine Gemeinde, die Rohstoffart  $k$  an eine am Standort  $i$  zu errichtende Pyrolyseanlage (Vorbereitungsanlage) liefert. Dazu werden die Rohstoffbezugskosten durch Gleichung (8.1) und die Rohstofftransportkosten durch Gleichung (8.2) in der Zielfunktion berücksichtigt. Die Errichtung einer Pyrolyseanlage am Standort  $i$  ( $z_i^{Py} = 1$ ) ist mit investitionsabhängigen Fixkosten gemäß Gleichung (8.3) verbunden. Durch die Slurryproduktion am Standort  $i$  fallen darüber hinaus variable Vorbehandlungskosten (Gleichung (8.4)) an. Weiterhin werden in der Zielfunktion die entscheidungsrelevanten Kosten für den Transport des Slurrys durch Gleichung (8.5) beschrieben. Aus der Menge der zur Verfügung stehenden Biomasse ergibt sich in Abhängigkeit des Anlagenkonzeptes (zentral/dezentral) die zu synthetisierenden Slurrymenge und damit die Kapazität der Syntheseanlage (Gleichung (8.6) und Gleichung (8.7))

**Nebenbedingungen**

$$\sum_{i \in I} x_{hik}^b \leq \bar{x}_{hk} \quad \forall h, k \quad (8.8)$$

$$y_{ik}^{Py} = \sum_{h \in H} \alpha_{hk} \cdot x_{hik}^b \cdot \beta_{ik} \quad \forall i, k \quad (8.9)$$

$$y_i^{Py} \leq \sum_{k \in K} y_{ik}^{Py} \quad \forall i \quad (8.10)$$

$$y_{ik}^{Py} \geq \underline{y}_k^{Py} \cdot z_i^{Py} \quad \forall i, k \quad (8.11)$$

$$y_{ik}^{Py} \leq \bar{y}_k^{Py} \cdot z_i^{Py} \quad \forall i, k \quad (8.12)$$

$$y_i^{Py} = \sum_{j \in J} x_{ij}^s \quad \forall i \quad (8.13)$$

$$y_j^{Sy} = \sum_{i \in I} x_{ij}^s \quad \forall j \quad (8.14)$$

$$y_j^{Sy} \geq \underline{y}_j^{Sy} \cdot z_j^{Sy} \quad \forall j \quad (8.15)$$

$$y_j^{Sy} \leq \bar{y}_j^{Sy} \cdot z_j^{Sy} \quad \forall j \quad (8.16)$$

$$\sum_{j \in J} y_j^{Sy} = y^{Sy, \text{Vorgabe}} \quad (8.17)$$

$$\sum_i z_i^{Py} \leq M^{Py} \quad (8.18)$$

$$\sum_j z_j^{Sy} \leq M^{Sy} \quad (8.19)$$

$$x_{hik}^b, x_{ij}^s, y_i^{Py}, y_j^{Sy} \geq 0 \quad \forall h, i, j, k \quad (8.20)$$

$$z_i^{Py}, z_j^{Sy} \in \{0,1\} \quad \forall i, j \quad (8.21)$$

Die Nebenbedingungen bilden auf der Bereitstellungsseite zunächst die in den einzelnen Gemeinden  $h$  maximal verfügbaren Rohstoffmengen  $\bar{x}_{hk}$  (Gleichung (8.8)) der verschiedenen Rohstoffarten  $k$  ab.

Weitere Restriktionen betreffen die Pyrolyseanlagen. Die in Vorbehandlungsanlage  $i$  aus Rohstoff  $k$  produzierte Slurrymenge  $y_{ik}^{Py}$  errechnet sich aus der Menge der eingesetzten Rohstoffe. Aus  $\text{Pyro}_{in}$  Masseinheiten der Rohstoffart  $k$  für einen Pyrolysestandort entstehen  $\text{Pyro}_{out}$  Masseinheiten Slurry (vergleiche Abschnitt 5.3: aus 1,000,000 Mg Biomasse werden jährlich 720,000 t Slurry für Waldrestholz – zentrale Anordnung; bzw. 580,000 t für Waldrestholz – dezentrale Anordnung; 680,000 t für Reststroh – alle Szenarien hergestellt). Dieses Massenstromverhältnis wird durch den Faktor  $\beta_{ik}$  berücksichtigt, der sich auf Rohstoffe mit 15 % Wassergehalt bezieht. Da die verschiedenen Rohstoffarten mit unterschiedlichen Wassergehalten angeliefert werden, erfolgt eine Korrektur mit Hilfe des Faktors  $\alpha_{hk}$  (Gleichung (8.9)). Gleichung (8.10) aggregiert die an einem Standort  $i$  aus verschiedenen Rohstoffen  $k$  produzierten Slurrymengen. Mit Gleichung (8.11) kann eine rohstoffspezifische untere Kapazitätsgrenze für Pyrolyseanlagen definiert und eine Anlagenfahrweise im ungünstigen Teillastbereich vermieden werden. Dagegen berücksichtigt (8.12) die obere Kapazitätsgrenze bezogen auf die verschiedenen Biomassearten. Somit kann für die entsprechende Szenarien gegebenenfalls festgelegt werden, dass nur bestimmte Rohstoffe durch die Pyrolyseanlagen verarbeitet werden können. Sollen im Rahmen eines Szenarios dagegen Vorbereitungsanlagen betrachtet werden, die über Pyrolyseanlagen für verschiedene Rohstoffe, also zum Beispiel Holz und Stroh, verfügt, können rohstoffspezifische Kapazitätsgrenzen festgelegt werden.

Wird am Standort  $i$  eine Pyrolyseanlage errichtet ( $z_i^{Py} = 1$ ), sind die jeweiligen Kapazitätsgrenzen einzuhalten. Wird keine Anlage errichtet ( $z_i^{Py} = 0$ ), ist sichergestellt dass auch keine Produktion stattfinden kann ( $y_i^{Py} = 0$ ). Gemäß Gleichung (8.9) muss dann  $x_{hik}^b = 0$  gelten, so dass somit auch keine Rohstoffe nach  $i$  geliefert werden. Analog kann in diesem Fall gemäß Gleichung (8.13) kein Slurry zur Syntheseanlage am Standort  $j$  transportiert werden. Diese Restriktion setzt dabei die am Pyrolysestandort  $i$  produzierten Slurrymengen den von diesem Standort zu allen verfügbaren Syntheseanlagen  $j$  transportierten Slurrymengen gleich. Die dort produzierte Slurrymenge ist demnach vollständig an die Syntheseanlagen weiterzutransportieren.

Die weiteren Restriktionen betreffen im Wesentlichen die Syntheseanlagen. Dabei wird durch Gleichung (8.14) sichergestellt, dass die Slurrymengen, die zu den Syntheseanlagen geliefert werden, dort vollständig verarbeitet werden ( $y_j^{Sy}$ ). Durch

die Gleichungen (8.15) und (8.16) werden die Kapazitätsgrenzen der Syntheseanlagen vorgegeben. Ihnen liegen die gleichen Überlegungen wie bei den Kapazitätsgrenzen der Pyrolyseanlagen (Gleichungen (8.11) und (8.12) zugrunde. Restriktion (8.17) stellt sicher, dass die in den Syntheseanlagen verarbeitete Slurrymenge der vorgegebenen Zielmenge entspricht.

Die beiden Gleichungen (8.18) und (8.19) geben schließlich die maximale Anzahl an zu errichtenden Pyrolyse- bzw. Syntheseanlagen vor. Die Nichtnegativitätsbedingungen werden durch Restriktion (8.20) und die Binärvariablen für die Pyrolyse- und Syntheseanlagen durch Restriktion (8.21) beschrieben.

Neben den minimalen Kosten liefert das Modell folgende Ergebnisse:

- Art und Menge des Rohstoffbezuges von den einzelnen Lieferanten,
- Standorte der Pyrolyseanlagen,
- Transportmengen der verschiedenen Rohstoffarten zu den Pyrolyseanlagen,
- In den einzelnen Pyrolyseanlagen produzierte Slurrymengen und
- Standorte der Syntheseanlage.

### **8.3. Implementierung der Standortplanung und verwendete Eingangsdaten**

#### 8.3.1. Implementierung in GAMS

Zur Lösung gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme der hier vorliegenden Größenordnung ist eine Rechnerunterstützung notwendig. Hierzu wird die kommerzielle Modellierungsumgebung GAMS (General Algebraic Modeling System) zusammen mit dem Solver CPLEX eingesetzt. In GAMS kann ein Modell unabhängig vom Lösungsalgorithmus (Solver) formuliert werden. Dabei übersetzt der GAMS-Compiler das Optimierungsproblem in eine standardisierte Problembeschreibung im MPS (Mathematical Programming System)-Format und übergibt diese an den Solver. Dieser gibt die ermittelte Lösung wiederum an GAMS zurück. Daraufhin können die Ergebnisse ausgegeben und in Ergebnisdateien abgespeichert werden [Rosenthal, 2006].

Zur übersichtlichen Dateneingabe und Ergebnisdarstellung wurden für die einzelnen Szenarien Excel-Tabellen entwickelt, aus denen die Eingangsdaten eingelesen und in welche die berechneten Ergebnisse zurückgeschrieben werden. Dies erfolgt über die von GAMS zur Verfügung gestellte GDX-Schnittstelle. Somit ist das GAMS-Modell unabhängig von den Eingangsdaten formuliert.

#### 8.3.2. Eingangsdaten

Der Modellanwendung liegen unter anderem die folgenden Eingangsdaten zugrunde:

- Rohstoffkapazität pro Lieferant (Gemeinde): Vergleiche Abschnitt 4.1.3
- Biomassepreis: Vergleiche hierzu die in Tabelle 7.2 dargestellten Daten.
- Fixe und variable Kosten der Vorbereitungsanlagen: Die Daten ergeben sich aus der Kostenschätzung in Abschnitt 7.2.6.

- Transportkosten für die verschiedenen Rohstoffe: Hier werden die Daten aus Abschnitt 7.2.4 verwendet.
- Entfernungen zwischen den Gemeinden: Für die 87 Gemeinden wird eine entsprechende Matrix erstellt (87 x 87). [MAPPY, 2006]

Eine Darstellung der wichtigsten Eingangsdaten befindet sich im Anhang D.

#### 8.4. Ergebnisse und Auswertung

Es werden die in Abschnitt 4.3 beschriebenen und in Tabelle 8.2 dargestellten Szenarien untersucht.

**Tabelle 8.2: Betrachtete Szenarien**

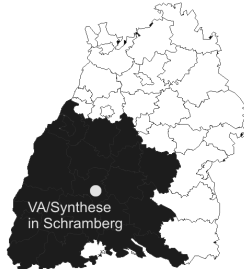
Biomasse	Holz	Stroh
Konzept	Zentrale Vorbereitung	Dezentrale Vorbereitung 2, 10, 20 Pyrolysestandorte

Die Kostenschätzung aus Abschnitt 7.2.6 zeigt, dass das Szenario *zentrale Anordnung Reststroh* zu bevorzugen ist. Auch bei dem Szenario *dezentrale Anordnung – 10 Standorte* ist die Biomasse Reststroh die günstigste Variante, wobei das Ergebnis noch eindeutiger ausfällt. Die zwei Szenarien *zentral und dezentral – 10 Standorte* werden daher im Rahmen der Standortplanung für Baden-Württemberg eingehender untersucht.

##### 8.4.1. Zentrale Anordnung – Einsatzstoff Waldrestholz

Das Ergebnis der Kostenminimierung entlang der Prozesskette für das Szenario *zentrale Anordnung – Einsatzstoff Waldrestholz* ist der Ort der zentralen Pyrolyse- und Syntheseanlage, für den sich hier Schramberg ergibt. Weitere Ergebnisse, wie die Transportmengen des Holzes vom jeweiligen Einzugsort zur zentralen Anlage und die Entfernungen zwischen den Einzugsorten und der zentralen Syntheseanlage in Schramberg werden in Abbildung 8.4 dargestellt. Weiterhin zeigt die Karte das Einzugsgebiet für die Biomasse der zentralen Anlage.

Einzugsort	Syntheseort	transportierte Holzmenge (t)	Entfernung (km)
		Albstadt	48,243
Baden-Baden	Schramberg	48,763	112
Baiersbronn		67,093	42
Balingen		45,773	48
Balgheim		48,243	42
Buchenbach		41,678	67
Donaueschingen		60,203	38
...		...	



**Abbildung 8.4: Transportierte Holzmenge vom Einzugsort zum Syntheseort und Entfernung zwischen den beiden Standorten für das Szenario *zentrale Anordnung – Einsatzstoff Waldrestholz***

Das Einzugsgebiet umfasst die Region des Schwarzwaldes, da hier sehr hohe Waldrestholzmengen anfallen. Schramberg liegt in der Mitte des Einzugsgebiets, hat aber den Nachteil, dass das Verkehrsnetz in der Region nicht geeignet ist, um die notwendigen 1.700.000 Mg Holz zu transportieren. Es fehlen dort sowohl eine direkte Anbindung an die Bundesautobahn als auch an eine Wasserstrasse.

Die Gesamtkosten des Szenarios betragen 165 Millionen Euro pro Jahr und die Transportleistung umfasst  $11,4 \cdot 10^7$  t·km.

#### 8.4.2. Zentrale Anordnung – Einsatzstoff Reststroh

Für die Kostenminimierung des Szenarios *zentrale Anordnung – Einsatzstoff Reststroh* ergibt sich Berglen als Standort der Syntheseanlage. Weitere Ergebnisse, wie die transportierte Strohmenge von Einzugsort zur zentralen Anlage und die Distanzen zwischen den Einzugsorten und Berglen werden in der Abbildung 8.5 dargestellt. Die Karte zeigt das zugehörige Einzugsgebiet.

Einzugsort	Syntheseort	transportierte Strohmenge (t)	Entfernung (km)
Albstadt	Berglen	10.820	136
Auenwald		7.473	86
Bad Wurzach		6.525	194
Balingen		7.152	118
Balgheim		10.820	147
Binau		17.638	85
Birkenfeld		4.420	87
Bopfingen		17.106	79
...		...	

**Abbildung 8.5: Transportierte Reststrohmenge vom Einzugsort zum Syntheseort und Entfernung zwischen den beiden Standorten für Szenario *zentrale Anordnung – Einsatzstoff Reststroh***

Das Einzugsgebiet für den Einsatzstoff Reststroh ist deutlich größer als für Waldrestholz. Da Reststroh somit über größere Entfernungen als Holz transportiert wird, ergeben sich höhere Transportkosten, was sich in den Gesamtkosten niederschlägt. Da für Reststroh kein Trockner eingesetzt wird, ist die Investition der Vorbereitungsanlage für Reststroh dagegen niedriger als für Waldrestholz.

Stroh fällt vor allem im Osten Baden-Württembergs an. Berglen liegt in der Nähe von Stuttgart und hat eine gute Anbindung an Autobahn (E 41 / E 52). Dieses Szenario erscheint somit verkehrstechnisch besser zu realisieren.

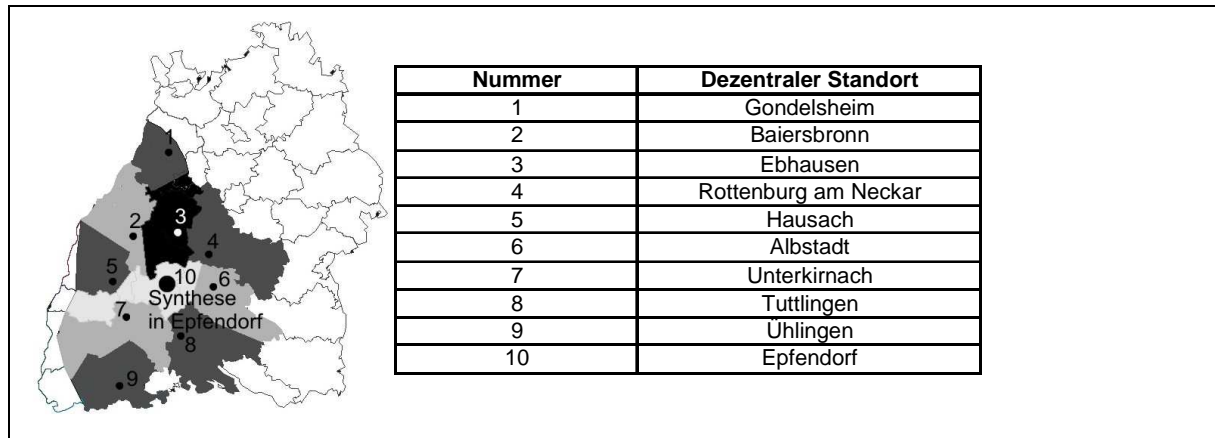
Die Gesamtkosten betragen ca. 157 Millionen Euro pro Jahr und die Transportbelastung  $9,4 \cdot 10^7$  t·km. Im Vergleich zu den Ergebnissen der Kostenschätzung aus Abschnitt 7.2.6 ergeben sich höhere Kosten. Der Grund sind die bereits erwähnten hohen Transportkosten.

#### 8.4.3. Dezentrale Anordnung – 10 Standorte - Einsatzstoff Waldrestholz

Für eine dezentrale Anordnung werden mit dem Modell zehn dezentrale Standorte und die zentrale Syntheseanlage bestimmt. Abbildung 8.6 zeigt einige Ergebnisse für



das Szenario *dezentrale Anordnung – 10 Standorte* für den Einsatzstoff Waldrestholz.



**Abbildung 8.6: Standorte der 10 Pyrolyseanlagen und der Syntheseanlage für das Szenario *dezentrale Anordnung – 10 Standorte - Einsatzstoff Waldrestholz***

Die Karte zeigt die Pyrolysestandorte und das jeweilige Einzugsgebiet. Weitere Ergebnisse sind die transportierten Holzmengen für die verschiedenen Einzugsgebiete zum jeweiligen dezentralen Standort, die transportierten Slurrymengen von den dezentralen Standorten zum Syntheseort in Epfendorf (vergleiche Anhang D).

Die Gesamtkosten des Szenarios betragen jährlich ca. 185 Millionen Euro und die Transportbelastung  $6 \cdot 10^7$  t·km. Deutlich geringer als bei den in den vorangegangenen Abschnitten aufgezeigten Szenarien, fällt dabei die Transportbelastung aus. Hintergrund ist, dass zum einen die Biomasse auf kürzeren Strecken transportiert und zum anderen in den Vorbereitungsanlagen ein Produkt mit sehr hoher Energiedichte produziert wird. Die Gesamtkosten sind dagegen wegen den höheren Fixkosten bei der dezentralen Anordnung deutlich höher als bei einer zentralen Anlage.

#### 8.4.4. Dezentrale Anordnung - 10 Standorte - Einsatzstoff Reststroh

Abbildung 8.7 zeigt die zehn dezentralen Standorte mit den jeweiligen Einzugsgebieten und die zentrale Syntheseanlage in Murr für den Einsatzstoff Reststroh.



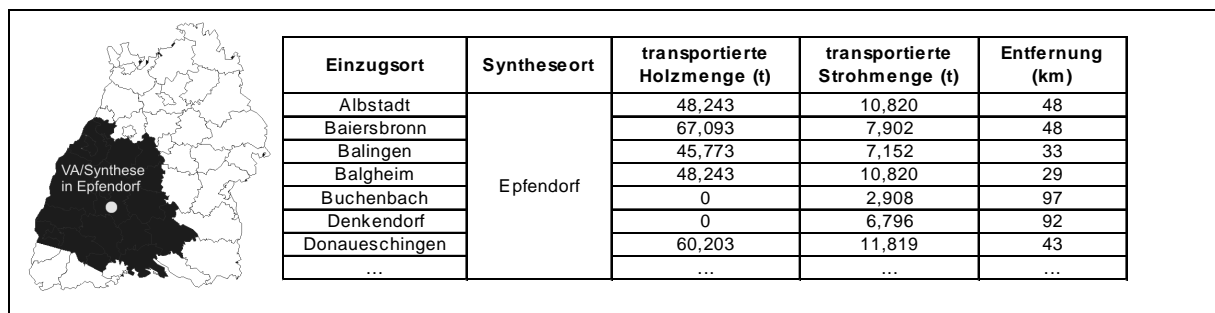
**Abbildung 8.7:** Standorte der 10 Pyrolyseanlagen und der Syntheseanlage für das Szenario *dezentrale Anordnung – 10 Standorte - Einsatzstoff Reststroh*

Weitere Ergebnisse sind wiederum die transportierten Reststrohmengen vom jeweiligen Einzugsgebiet zu den dezentralen Pyrolyseanlagen und die Slurrymengen, die von diesen zum zentralen Syntheseort in Murr transportiert werden (vergleiche Anhang D).

Die Gesamtkosten betragen 156 Millionen Euro pro Jahr und die Transportbelastung  $7,9 \cdot 10^7$  t·km. In Vergleich zu den Ergebnissen der Kostenschätzung ergeben sich geringere Gesamtkosten, weil Biomasse und Slurry auf kürzeren Strecken transportiert werden.

#### 8.4.5. Zentrale Anordnung – Mix Waldrestholz / Reststroh

Der Einsatz verschiedener Biomassearten in der Vorbehandlungsanlage wird im Folgenden betrachtet. Abbildung 8.8 zeigt die Ergebnisse für das Szenario *zentrale Anordnung – 7 Pyrolyseanlage mit Einsatzstoff Waldrestholz und 3 Pyrolyseanlagen mit Einsatzstoff Reststroh*.



**Abbildung 8.8:** Transportierte Reststroh- und Waldrestholzmengen vom Einzugsort zum Syntheseort und die Entfernung zwischen den beiden Standorten für das Szenario *zentrale Anordnung – 7 Pyrolyseanlagen mit Einsatzstoff Waldrestholz und 3 Pyrolyseanlagen mit Einsatzstoff Reststroh*.

Das Einzugsgebiet ist in diesem Szenario vergleichsweise kleiner, weil jede Quelle (Gemeinde) neben Waldrestholz auch Reststroh liefert. Dies führt zu einer vergleichsweise niedrigen Transportbelastung von  $7,8 \cdot 10^7$  t·km. Die Gesamtkosten

betragen 160 Millionen Euro und liegen somit erwartungsgemäß zwischen den Gesamtkosten für die beiden Szenarien *zentrale Anordnung für Waldrestholz* und *zentrale Anordnung für Reststroh*.

#### 8.4.6. Zusammenfassung der Ergebnisse der einzelnen Szenarien

Tabelle 8.3 zeigt eine Übersicht über die minimalen Kosten und die sich dabei ergebende Transportbelastung für die betrachteten Szenarien.

**Tabelle 8.3. Ergebnisse für die einzelnen Szenarien**

Szenario	Gesamtkosten (Mio. Euro / a)	Transportbelastung (t·km)
Zentrale Anordnung - Reststroh	157	$9,4 \cdot 10^7$
Zentrale Anordnung - 7 Pyrolyseanlagen mit Waldrestholz + 3 Anlagen mit Reststroh	160	$7,8 \cdot 10^7$
Zentrale Anordnung - Waldrestholz	165	$11,4 \cdot 10^7$
Dezentrale Anordnung - 10 Standorte - Reststroh	156	$7,9 \cdot 10^7$
Dezentrale Anordnung - 10 Standorte - Waldrestholz	185	$6 \cdot 10^7$

Da Reststroh in Baden-Württemberg auf eine große Fläche verteilt verfügbar ist, ergibt sich auch ein großes Einzugsgebiet. Dadurch ergeben sich im zentralen Szenario vergleichsweise hohe Transportkosten. Somit weist dieses Szenario bei Berücksichtigung der spezifischen Situation Baden Württembergs nicht mehr wie in Abschnitt 7.2.6 die niedrigsten Gesamtkosten auf. Stattdessen ergeben sich für das Szenario *dezentrale Anordnung – Reststroh* in Folge der niedrigen Transportbelastung zu den niedrigsten Kosten der betrachteten Szenarien.

Die Gesamtkosten im Szenario *dezentrale Anordnung – 10 Standorte – Waldrestholz* sind ca. 15 % höher als für das Szenario *zentrale Anordnung*. Die Transportbelastung ist in diesem Szenario dagegen geringer.

### 8.5. Sensitivitätsanalysen

Mit Hilfe der Sensitivitätsanalysen soll der Einfluss, den Parameteränderungen auf wesentliche Kennzahlen der Bewertung haben, quantifiziert werden. Gleichzeitig ist die Stabilität der berechneten Lösung zu überprüfen, d.h. ob die Lösung auch unter geänderten Rahmenbedingungen Bestand hat oder ob sich Verschiebungen hinsichtlich der Vorbehandlungs- und Synthesestandorte oder der eingesetzten Rohstoffe ergeben.

Die in der Zielfunktion betrachteten Gesamtkosten setzen sich aus Rohstoff- und Transportkosten, fixen und variablen Kosten der Vorbereitungsanlage sowie Kosten

für den Slurrytransport zusammen. Folgende Einflussgrößen werden in den Sensitivitätsanalysen variiert:

– Rohstoffpreise:

Die Rohstoffpreise haben wesentlichen Einfluss auf die Gesamtkosten, da sie beispielweise für das Szenario *zentrale Anordnung – Reststroh* ca. 30 % der Gesamtkosten aufweisen.

– Rohstofftransportkosten:

Die Transportkosten für die Rohstoffe können die Netzwerkkonfiguration wesentlich beeinflussen. Zum Beispiel kann es bei steigenden Transportkosten für Stroh sinnvoll werden, auf den Rohstoff Waldrestholz auszuweichen. Alternativ kann es zweckmäßig sein, mehrere kleinere Vorbereitungsanlagen zu bauen und kostengünstiger Slurry anstelle von Stroh zu transportieren.

### 8.5.1. Variation der Rohstoffpreise

Bezüglich der Rohstoffe ist mit steigenden Preisen zu rechnen (vergleiche etwa [CARMEN, 2007]). Wird von den lokalen Anbietern die Rohstoffabhängigkeit der Produktion erkannt, schlägt sich dies schnell in den Rohstoffpreisen nieder. Alternativnutzungen, zum Beispiel für Holzpellets zur Gebäudeheizung, können weiteren Einfluss auf die Preisentwicklung nehmen. Auf der anderen Seite ist der gezielte Anbau von schnell wachsenden Energiepflanzen denkbar, was in Kombination mit langfristigen Verträgen einem Preisanstieg bei Holz entgegenwirken kann.

Abbildung 8.9 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei der Variierung des Holzpreises unter der Annahme, dass der Strohpreis konstant bleibt.

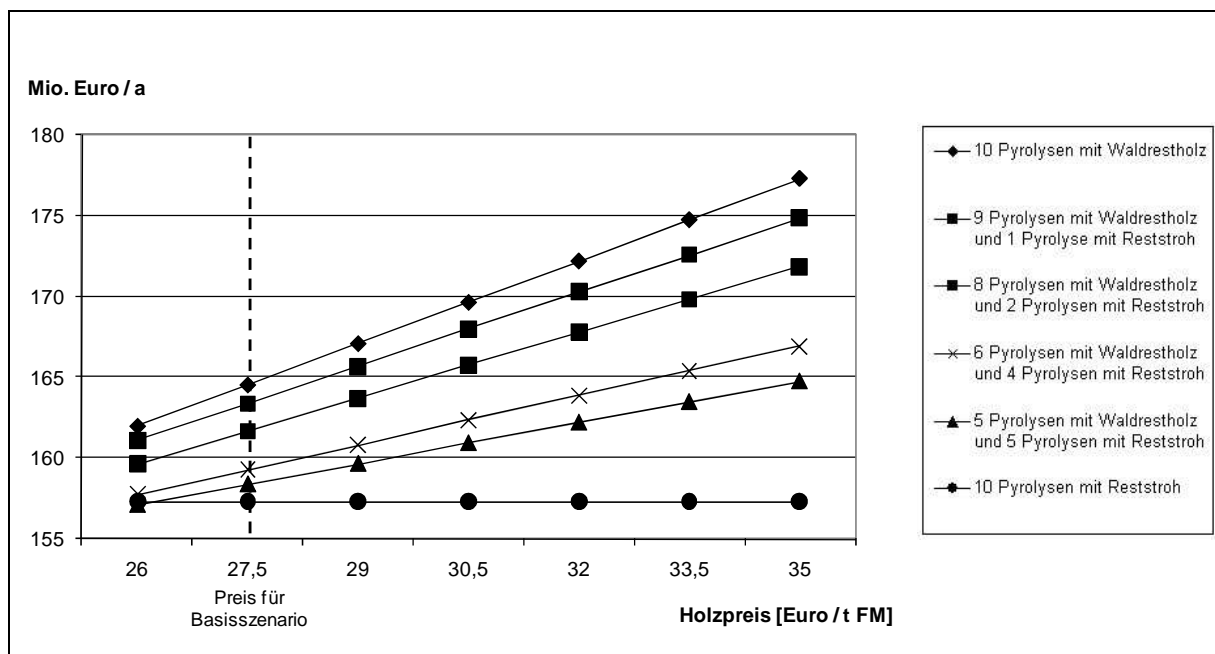


Abbildung 8.9: Einfluss des Holzpreises auf die Gesamtkosten für verschiedene Szenarien bei *zentraler Anordnung*

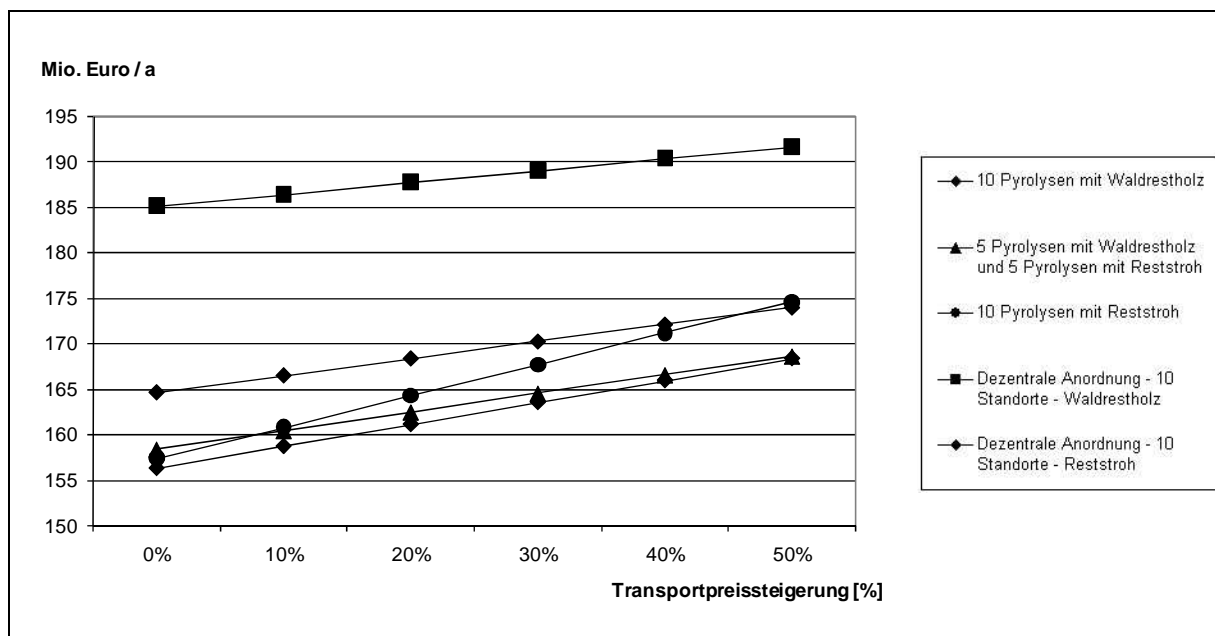
Berechnungen für verschiedene Szenarien ergeben, dass die ermittelte optimale Lösung (Standort der zentralen Anlage) bei Steigerungen des Holzpreises um bis zu etwa 30 % stabil bleibt. Das Szenario mit dem Einsatzstoff Reststroh weist ab einem Holzpreis von 27,5 Euro / Mg FM die geringsten Gesamtkosten auf. Liegt der Holzpreis unter diesem Wert, ergeben sich für andere Szenarien geringere Gesamtkosten, weil der durchschnittliche Biomassepreis für Szenarien, die sowohl Waldrestholz als auch Reststroh einsetzen, geringer ist als der Strohpreis beim Szenario *Reststroh – zentrale Anordnung*. Dieser Preisunterschied kompensiert die höheren fixen und variablen Kosten.

Das Szenario *zentrale Anordnung – Waldrestholz mit 10 Pyrolysen* weist die höchsten Kosten aller Szenarien auf. Die Fixkosten pro Anlage bei 10 Pyrolyseanlagen für Waldrestholz sind höher als die Fixkosten bei Szenarien mit beiden Biomassearten und werden trotz niedrigen Transportkosten (Waldrestholz fällt auf einer konzentrierteren Fläche an als Reststroh) nicht kompensiert.

Bei einer Holzpreissteigerung um 15 % über das derzeitige Niveau steigen die Gesamtkosten um 5 %.

#### 8.5.2. Variation der Rohstofftransportkosten

Steigende Treibstoff- und Lohnkosten sowie die steigende Nachfrage nach Transportleistungen lassen auch hinsichtlich der Transportkosten ein Anstieg erwarten. Daher werden diese im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse um bis zu 50 % erhöht. Abbildung 8.10 zeigt die dabei ermittelten Ergebnisse.



**Abbildung 8.10: Gesamtkosten bei Transportpreissteigerungen für zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung – Waldrestholz und Reststroh**

Die Berechnungen für die verschiedenen Szenarien ergeben, dass die ermittelten optimalen Standorte (Standorte der dezentralen / zentralen Anlagen) bei Steigerungen der Transportkosten stabil bleiben. Bei einer Transport-

kostensteigerung um 50 % wird Waldrestholz bei zentraler Anordnung günstiger als Reststroh bei zentraler Anordnung. Da Reststroh über größere Entfernungen als Waldrestholz transportiert wird, steigen die Transportkosten für Reststroh schneller. Das *dezentrale Szenario Reststroh – 10 Standorte* bleibt hingegen auch bei einer Steigung der Transportpreise um 50 % weiterhin das günstigste.

### 8.6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Eine mögliche Realisierung einer BtL-Anlage in Baden-Württemberg wird in Rahmen einer Standortplanung untersucht. Dabei handelt es sich bei der vorliegenden Problemstellung um ein gemischt-ganzzahliges (binäres) lineares Problem, das einem mehrstufigen Warehouse-Location-Problem (WLP) mit zwei zu planenden Distributionsstufen entspricht. Darauf basierend werden zur Lösung des vorliegenden Problems geeignete Modellierungsansätze entwickelt. Für die Eingangsdaten des Modells werden spezifische Daten Baden-Württembergs, wie z.B. die Rohstoffkapazität pro Gemeinde und die Entfernung zwischen den Gemeinden herangezogen. Weitere Eingangsdaten sind die Ergebnisse der im Abschnitt 7.2.6 vorgestellten Kostenschätzung, insbesondere die fixen und variablen Kosten der Vorbereitungsanlagen sowie der Biomassepreis und die Transportpreise.

Das Modell liefert insbesondere folgende Ergebnisse: Rohstoffbezugsmengen von den einzelnen Lieferanten, Standorte der Pyrolyseanlagen, Transportmengen der verschiedenen Rohstoffarten zu den Pyrolyseanlagen, in den einzelnen Pyrolyseanlagen produzierte Slurrymengen und Standorte der Synthesanlagen.

Es werden verschiedene Szenarien betrachtet. Unter Berücksichtigung der spezifischen Situation von Baden-Württemberg weist das Szenario *dezentrale Anordnung – Reststroh* die niedrigsten Gesamtkosten auf.

Waldrestholz hat zwar den Vorteil, dass der überwiegende Anteil der gesamten Menge konzentriert in der Region des Schwarzwaldes anfällt, was zu niedrigen Transportkosten führt. Problematisch ist dagegen das Verkehrsnetz im Schwarzwald. Der Transport von 1.700.000 Mg Holz würde im Einzugsgebiet zu mehr als 250 LKW-Transporte pro Tag führen.

Auf der anderen Seite weist Reststroh den Nachteil auf, dass es in Baden-Württemberg auf einer vergleichsweise breiten Fläche verteilt verfügbar ist, so dass sich ein größeres Einzugsgebiet ergibt und sich damit hohe Transportkosten und somit auch hohe Transportbelastungen ergeben. Der Einfluss der Transportbelastung auf die Umweltauswirkung wird in Kapitel 9 untersucht. Allerdings ist das Transportnetz im Einzugsgebiet für Reststroh, was auf den Osten Baden-Württembergs fällt, grundsätzlich besser geeignet, um die notwendigen Transporte aufzunehmen.

Ungeachtet der Tatsache, dass das *dezentrale Szenario mit Reststroh* immer am günstigsten ist, zeigen die Sensitivitätsanalysen, wie sich andere Szenarien bei Preisänderungen verhalten und welche kritischen Preisgrenzen deren Vorrangigkeit aufheben.

Dabei werden auch verschiedene Konstellationen bezüglich der Pyrolyseanlagen untersucht. Es zeigt sich dabei, dass ab einem Preis für Waldrestholz von 27,5 Euro / Mg FM immer die höchsten Kosten in Szenarien anfallen, in denen einige Pyrolyseanlagen mit Holz betrieben werden. Bei niedrigeren Holzpreisen, kann dagegen nicht davon ausgegangen werden, dass sich der Betrieb eines Teils der Pyrolyseanlagen mit Restroh immer kostensenkend auf die gesamte Planungssituation auswirkt.

Vergleicht man die beiden zentralen Szenarien Waldrestholz und Reststroh, fällt auf, dass ab einer Erhöhung der Transportkosten um 50 % die zentrale Anlage mit Waldrestholz günstiger wird als ein *zentrales Szenario mit Stroh*. Dabei sprechen vor allem steigende Treibstoff- und Lohnkosten sowie die steigende Nachfrage nach Transportleistungen für einen Anstieg der Transportkosten. Allerdings sind die Unterschiede der Herstellkosten teilweise sehr gering, so dass eine endgültige Beantwortung der Frage, ob eine zentrale oder eine dezentrale Anlagenanordnung für Baden-Württemberg geeigneter ist, in dieser sehr frühen Planungsphase nicht möglich ist.

## 9. Bewertung der möglichen Realisierung in Baden-Württemberg

In Kapitel 8 wurde die Frage einer möglichen Realisierung einer BtL-Anlage in Baden-Württemberg im Rahmen einer Standortplanung für die in Kapitel 4 dargestellte Prozesskette untersucht.

Für die Abschätzung des Einflusses der Standortplanung auf die Umweltauswirkungen und die Kostenschätzung sind insbesondere die folgenden Ergebnisse des Planungsmodells, die unter Berücksichtigung der geographischen Charakteristika Baden Württembergs ermittelt wurden, zu betrachten:

- Anzahl LKW-Kilometer von den Lieferanten zu den dezentralen Anlagen,
- Menge transportierter Biomasse,
- Anzahl LKW-Kilometer von den dezentralen Pyrolyseanlagen zur zentralen Anlage und
- Menge von transportiertem Slurry.

In den folgenden Abschnitten sollen daher die Unterschiede bzgl. der Umweltauswirkungen und Kosten, die sich durch die möglichen Realisierungsszenarien für Baden-Württemberg ergeben mit den Ergebnissen aus der Kostenschätzung (Abschnitt 7.2.6) und der Abschätzung der Umweltauswirkungen (Kapitel 6) verglichen werden. Zur begrifflichen Vereinfachung werden die Annahmen, die den Abschätzungen in den Kapiteln 6 und 7 zugrundeliegen, im Folgenden als „Standardmodell“ und das spezifische Realisierungsszenario für Baden Württemberg als „Modell mit Daten BW“ bezeichnet.

### 9.1. Umweltauswirkungen

Die konkreten Transportmengen und -distanzen von Biomasse und Slurry einer möglichen Realisierung wirken sich auf die Ergebnisse der allgemeinen Abschätzung der Umweltauswirkungen des zugrunde liegenden BtL-Konzeptes aus. Die Emissionen anderer Prozessschritte wie BtL-Anlage, Kraftstofftransport und Nutzungsphase im Auto werden dagegen durch die Standortplanung nicht beeinflusst.

#### 9.1.1. Umweltauswirkungen für Waldrestholz

Im Vergleich zum Standardmodell sind die Treibhausemissionen im Modell mit den spezifischen Daten Baden-Württembergs für den Transport um 10 % geringer, weil die Biomasse auf einer durchschnittlichen Länge von ca. 67 km statt der im Standardmodell angenommen 75 km transportiert wird.

Die folgende Tabelle zeigt das Treibhauspotenzial für die zwei Szenarien - *zentrale Anordnung* und *dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz*.



**Tabelle 9.1: Treibhauspotenzial für die Szenarien *zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz***

		zentrale Anordnung	dezentrale Anordnung - 10 Standorte
Treibhauspotenzial (in kg CO <sub>2</sub> -Äq / GJ Kraftstoff)	Standardmodell	1,79	-11,45
	Modell mit Daten BW	1,59	-11,72

Wegen des Transports auf vergleichsweise kürzeren Distanzen bei zentraler Anordnung ist das Treibhauspotenzial (in kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro GJ Kraftstoff) um ca. 5 % geringer als im Standardmodell. Bei dezentraler Anordnung beträgt der Unterschied lediglich 1 %, weil die Stromgutschrift die Treibhausgasemissionen bei der Biomassebereitstellung und dem Transport überkompensieren. Hintergrund der Verminderung ist, dass das Holz durchschnittlich 21 km statt den im Standardmodell angenommenen 25 km transportiert wird und der Slurry 43 statt 50 km.

Bezüglich des kumulierten fossilen Energieaufwandes zeigen sich ähnliche Ergebnisse (vergleiche Anhang E).

Bei der Versauerung und der Eutrophierung ist das Reduzierungspotenzial vergleichsweise geringer, da der Transport nur einen geringen Anteil an diesen Emissionen ausmacht. Die folgende Tabelle 9.2 zeigt die Ergebnisse des Versauerungspotenzials für die zwei Szenarien - *zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz*.

**Tabelle 9.2: Versauerungspotenzial für die Szenarien *zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz***

		zentrale Anordnung	dezentrale Anordnung - 10 Standorte
Versauerungspotenzial (in kg SO <sub>2</sub> -Äq / GJ Kraftstoff)	Standardmodell	0,277	0,386
	Modell mit Daten BW	0,276	0,384

Da im *zentralen Szenario Waldrestholz* im Durchschnitt 67 km statt den im Standortmodell angenommenen 75 km transportiert wird, ergeben sich geringere Versauerungsemissionen. Bei *dezentraler Anordnung* ergibt sich ein minimal geringeres Versauerungspotenziales

Das Eutrophierungspotenzial zeigt ähnliche Ergebnisse (vergleiche Anhang E).

### 9.1.2. Umweltauswirkungen für Reststroh

Im Vergleich zum Standardmodell ergeben sich im zentralen Szenario für Baden-Württemberg größere Umweltauswirkungen für den Transport, weil die Biomasse auf einer durchschnittlichen Länge von ca. 95 km statt der ursprünglich angenommen 75 km transportiert wird. Für *dezentrale Anordnung – 10 Standorte* sind die Ergebnisse ähnlich. Die Biomasse wird 24 km statt 25 km transportiert beziehungsweise das Slurry 80 km statt 50 km.

Die folgende Tabelle zeigt den fossilen kumulierten Energieaufwand für diese beiden Szenarien.

**Tabelle 9.3: Fossiler kumulierter Energieaufwand für die Szenarien *zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Reststroh***

		zentrale Anordnung	dezentrale Anordnung - 10 Standorte
fossiler KEA (in GJ / GJ Kraftstoff)	Standardmodell	-0,266	-0,273
	Modell mit Daten BW	-0,258	-0,266

Wegen des Transports auf vergleichsweise höheren Distanzen sind die fossilen Energieaufwendungen im Baden-Württemberg-Modell geringfügig höher als im Standardmodell. Bezüglich des Treibhauspotenziales zeigen sich wiederum ähnliche Ergebnisse (vergleiche Anhang E).

Wie bei der Biomasseart Waldrestholz macht der Transport nur einen geringen Anteil an den Versauerungs- und Eutrophierungsemissionen aus. Tabelle 9.4 zeigt die Ergebnisse des Eutrophierungspotenzials für die beiden Szenarien - *zentrale Anordnung* und *dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz*.

**Tabelle 9.4: Eutrophierungspotenzial für die Szenarien *zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Reststroh***

		zentrale Anordnung	dezentrale Anordnung - 10 Standorte
Eutrophierungspotenzial (in kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -Äq / GJ Kraftstoff)	Standardmodell	0,0515	0,0503
	Modell mit Daten BW	0,0520	0,0504

Das Eutrophierungspotenzial beim Modell mit den Daten Baden-Württembergs zeigt aufgrund der höheren Transportdistanzen geringfügig höhere Emissionen als das Standardmodell.

Für die Versauerung sind die Ergebnisse ähnlich (vergleiche Anhang E).

## 9.2. Kostenschätzung

Die im Abschnitt 7.2.6 vorgestellte Kostenschätzung hat gezeigt, dass das Szenario *zentrale Anordnung – Reststroh* das günstigste ist. Aus der Standortplanung für Baden-Württemberg ergibt sich die gleiche Schlussfolgerung. Tabelle 9.5 zeigt die Ergebnisse für Waldrestholz für die zwei betrachteten Szenarien.

**Tabelle 9.5: Schätzung der Gesamtkosten für das Modell mit den Daten Baden-Württembergs verglichen mit dem Standardmodell für die Szenarien *zentrale Anordnung* und *dezentrale Anordnung – 10 Standorte Waldrestholz***

Schätzung der Gesamtkosten	zentrale Anordnung		dezentrale Anordnung - 10 Standorte	
	Standardmodell	Modell mit Daten von BW	Standardmodell	Modell mit Daten von BW
<b>1) Investitionsabhängige Kosten [Mio. €/a]</b>	95,19	95,19	123,33	123,33
<b>2) Betriebsmittelverbr.-abh. Kostenarten [Mio. €/a]</b>				
Biomassekosten	46,75	46,75	46,75	46,75
Frisch- und Abwasserkosten	2,90	2,90	2,90	2,90
Stromverbrauch	0,00	0,00	0,00	0,00
Restentsorgungskosten	0,04	0,04	0,04	0,04
<b>3) Personalkosten [Mio. €/a]</b>	2,89	2,89	5,61	5,61
<b>4) Logistikkosten (Transport) [Mio. €/a]</b>	21,14	18,76	14,50	13,02
<b>5) Verkaufserlöse Elektr. Energie [Mio. €/a]</b>	-2,05	-2,05	-6,58	-6,58
<b>Summe variable Kosten pro Jahr [Mio. €/a]</b>	71,68	69,30	63,23	61,74
<b>Summe Gesamtkosten pro Jahr [Mio. €/a]</b>	<b>166,87</b>	<b>164,50</b>	<b>186,56</b>	<b>185,08</b>
<b>Gesamtertrag FT-Kraftstoffe [t/a]</b>	120.000	120.000	105.600	105.600
<b>Gesamtertrag FT-Kraftstoffe Mio. l/a]</b>	158	158	139	139
<b>Herstellkosten [€/l FT-Kraftstoff]</b>	1,06	1,04	1,34	1,33

Für das Szenario *zentrale Anordnung* wird das Holz auf einer durchschnittlichen Entfernung von 67 km transportiert und damit weniger als die im Rahmen der Kostenschätzung des Abschnitt 7.2.6 angenommenen 75 km. Damit sind die Gesamtkosten um 1,5 Millionen Euro geringer als beim Standardmodell. Bei der *dezentralen Anordnung – 10 Standorte* wird das Holz auf einer durchschnittlichen Entfernung von 21 km transportiert und der Slurry auf 43 km. Im Abschnitt 8.4.3 wurden 25 km für den Holztransport und 50 km für den Slurrytransport angenommen. Es ergeben sich daher um 5 Millionen Euro geringere Transportkosten.

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Kostenschätzung für das Standardmodell und das Modell mit den Daten Baden-Württembergs für die Szenarien *zentrale Anordnung* und *dezentrale Anordnung – 10 Standorte* für Reststroh zusammen.

**Tabelle 9.6: Schätzung der Gesamtkosten für das Modell mit den Daten Baden-Württembergs verglichen mit dem Standardmodell für die Szenarien *zentrale Anordnung* und *dezentrale Anordnung – 10 Standorte für Reststroh*.**

Schätzung der Gesamtkosten	zentrale Anordnung		dezentrale Anordnung - 10 Standorte	
	Standardmodell	Modell mit Daten von BW	Standardmodell	Modell mit Daten von BW
<b>1) Investitionsabhängige Kosten [Mio. €/a]</b>	81,97	81,97	87,85	87,85
<b>2) Betriebsmittelverbr.-abh. Kostenarten [Mio. €/a]</b>				
Biomassekosten	45,05	45,05	45,05	45,05
Frisch- und Abwasserkosten	2,76	2,76	2,76	2,76
Stromverbrauch	0,00	0,00	8,13	8,13
Restentsorgungskosten	0,12	0,12	0,12	0,12
<b>3) Personalkosten [Mio. €/a]</b>	2,52	2,52	3,32	3,32
<b>4) Logistikkosten (Transport) [Mio. €/a]</b>	29,77	34,42	22,56	24,04
<b>5) Verkaufserlöse Elektr. Energie [Mio. €/a]</b>	-9,57	-9,57	-14,91	-14,91
<b>Summe variable Kosten pro Jahr [Mio. €/a]</b>	70,66	75,31	67,02	68,50
<b>Summe Gesamtkosten pro Jahr [Mio. €/a]</b>	<b>152,62</b>	<b>157,27</b>	<b>154,87</b>	<b>156,35</b>
<b>Gesamtertrag FT-Kraftstoffe [t/a]</b>	114.000	115.000	114.000	114.000
<b>Gesamtertrag FT-Kraftstoffe Mio. l/a]</b>	150	151	150	151
<b>Herstellkosten [€/l FT-Kraftstoff]</b>	<b>1,02</b>	<b>1,04</b>	<b>1,03</b>	<b>1,04</b>

Für den Einsatzstoff Reststroh sind die Gesamtkosten im Modell mit den Daten Baden-Württembergs für die verschiedenen Szenarien zentraler und dezentraler Anordnung jeweils höher als im Standardmodell. Bei zentraler Anordnung wird Reststroh auf einer durchschnittlichen Entfernung von ca. 95 km transportiert (Standardmodell: 75 km), was zu um 4,5 Millionen Euro höheren Transportkosten und damit zu um 2 % höheren Herstellkosten im Vergleich mit den Ergebnissen des Standardmodells führt.

Bei dezentraler Anordnung wird Reststroh auf einer durchschnittlichen Distanz von 24 km statt 25 km im Standardmodell und der Slurry auf 80 km statt 50 km transportiert. In diesem Fall ergeben sich für Baden-Württemberg somit lediglich um 1,5 Millionen Euro höhere Gesamtkosten als im Standardmodell.

Da die Gesamtkosten für Reststroh auf Basis der spezifischen Daten Baden-Württembergs im Vergleich zum Standortmodell im zentralen Szenario einen größeren Unterschied aufweisen, als im dezentralen Szenario, ist nun für Baden-Württemberg das dezentrale Szenario von Vorteil.

### 9.3. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Durch das Berücksichtigen der auf die Situation in Baden-Württemberg bezogenen Eingangsdaten im Rahmen der Abschätzung der Umweltauswirkungen und der Kostenschätzung ergeben sich veränderte Ergebnisse.

Bei den Umweltauswirkungen bleibt das Szenario *dezentrale Anordnung – 10 Standorte* das vorteilhafteste. Beim Einsatzstoff Waldrestholz sind die Umweltauswirkungen geringer, da die Transportwege kürzer sind als die im Standardmodell angenommenen. Ursächlich ist dabei vor allem die Konzentration des Waldrestholzes in Baden Württemberg auf die Region des Schwarzwaldes.

Diese besondere Situation führt gleichzeitig zu niedrigen Gesamt- und Herstellkosten.

Beim Einsatzstoff Reststroh führt die Berücksichtigung der Situation Baden - Württembergs dagegen zu gegenläufigen Effekten. Reststroh wird insbesondere auf vergleichsweise größeren Flächen angebaut, so dass die Anpassung der Transportdistanzen zu höheren Umweltauswirkungen sowie Gesamt- und Herstellkosten führt.

Obwohl sich einerseits geringere Gesamtkosten beim Einsatz von Waldrestholz im Vergleich zum Standardmodell und auf der anderen Seite höhere Gesamtkosten beim Einsatz von Stroh ergeben, bleiben die Gesamtkosten von Stroh geringer. Allerdings zeigt das *zentrale Szenario für Reststroh* im Gegensatz zu den Ergebnissen in Abschnitt 7.2.6 mit den Daten Baden-Württembergs höhere Gesamtkosten als das dezentrale Szenario.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Ergebnisse der Betrachtungen für Baden-Württemberg zeigen, dass es notwendig ist, der allgemeinen Analyse einer Verfahrenskette zur BtL-Kraftstoffherstellung eine Untersuchung konkreter Realisierungsszenarien in Abhängigkeit standortspezifischer Rahmenbedingungen durchzuführen.

## 10. Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel der vorliegenden Arbeit besteht in der Entwicklung einer Methodik zur umfassenden techno-ökonomischen und ökologischen Analyse und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe. Die Methodik schließt eine Standortplanung zur Ausarbeitung und Bewertung konkreter Realisierungsszenarien für ein festgelegtes Zielgebiet ein. Sie wird für verschiedene Realisierungsvarianten eines Systems zur Herstellung von Fischer-Tropsch Kraftstoffen aus Biomasse in Baden-Württemberg exemplarisch angewendet.

Diese Arbeit liefert somit einen umfassenden Ansatz zur prozessübergreifenden Bewertung der großindustriellen Produktion von Biokraftstoffen der zweiten Generation, die insbesondere bereits in einer frühen Planungsphase Entscheidungsunterstützung liefern kann. Bisherige Studien zum Thema synthetische Kraftstoffe beschäftigen sich dagegen schwerpunktmäßig jeweils mit ausgewählten Aspekten.

Biokraftstoffe werden seit Jahren von Seiten der Politik, sowohl auf nationaler, als auch auf europäischer Ebene, gefördert. Sie wirken einerseits der starken Abhängigkeit des Transportsektors vom Erdöl entgegen und können zudem einen Beitrag dazu leisten, die Ziele des Kyoto-Abkommens zu erreichen. Im Jahr 2006 hat Deutschland einen Biokraftstoffanteil von 6,3 % erreicht. Es ist grundsätzlich zwischen Biokraftstoffen der ersten, wie z.B. Bioethanol und Biodiesel, und der zweiten Generation, wie z.B. Biokraftstoffen aus der Fischer-Tropsch-Synthese, zu unterscheiden. Biokraftstoffe der zweiten Generation werden aus lignozellulosehaltigen Rohstoffen hergestellt und haben den Vorteil, nicht im Wettbewerb mit der Lebensmittelherstellung zu stehen.

Ausgangspunkt der in dieser Arbeit entwickelten Methodik bildet die Bestimmung der zu untersuchenden Prozesskette (Basisverfahren). Vor diesem Hintergrund wird in dieser Arbeit ein Überblick über den Stand der Technik sowie die ökonomischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen gegeben, welcher auch verdeutlicht, welche Fragestellungen im Hinblick auf die Entwicklung eines Produktionskonzepts relevant sind.

Auf dieser Basis werden Verfahrensalternativen mit Aussicht auf eine großtechnische Realisierung in Baden-Württemberg identifiziert, welche die Grundlage für die exemplarische Anwendung der entwickelten Methodik bilden. Dabei werden verschiedene Szenarien betrachtet. Zum einen werden die Einflüsse der beiden Biomassearten *Waldrestholz* und *Reststroh* untersucht. Zum anderen werden unterschiedliche logistische Ausgestaltungsmöglichkeiten bewertet. In *zentralen* Szenarien wird eine integrierte Anlage betrachtet, in der die Vorbereitungs- sowie die Syntheseanlage an einem Standort betrieben werden. Daneben werden *dezentrale* Konzepte analysiert, in denen an 2, 10 bzw. 20 Standorten die Vorbereitungsanlagen räumlich getrennt von der Syntheseanlage installiert werden.

Aufbauend auf der Festlegung des zu bewertenden Basisverfahrens stellt die Stoff- und Energiebilanzierung den ersten methodischen Schwerpunkt dar. Dabei werden die erforderlichen Roh- und Betriebsstoffe, sowie die Energieverbräuche sowie die Dimensionierungen der einzelnen Anlagenteile ermittelt. Diese Daten bilden die

Grundlage für die ökologische und ökonomische Bewertung sowie für die Standortplanung. Um vor allem auch großtechnisch bislang nicht realisierte Prozesse bewerten zu können, ist hierfür eine realitätsnahe Abbildung der Produktionsprozesse erforderlich. Die vorliegende Arbeit liefert hierzu verschiedene Ansatzpunkte. Da die untersuchte Anlage bislang großtechnisch nicht realisiert wurde, wird für wesentliche Prozessschritte ein thermodynamisches Prozessmodell mit der kommerziellen Software ASPEN Plus<sup>®</sup> entwickelt. Im Hinblick auf eine mögliche Umsetzung in Baden-Württemberg wird auf Basis des Biomassepotenzials die Herstellung von BtL-Kraftstoff aus einer Inputmenge von 1,7 Mio Mg Waldrestholz (mit 50 % Wassergehalt) bzw. 1 Mio. Mg Reststroh (mit 15 % Wassergehalt) untersucht. Aus der Bilanzierung ergeben sich für die Biomasseart *Waldrestholz* eine Produktion von ca. 120.000 t FT-Kraftstoff und eine Leistung von 5,5 MW<sub>el</sub> bei einem zentralen Anlagenkonzept, bzw. bei einer dezentralen Anordnung 100.000 t FT-Kraftstoff und eine Leistung von 19 MW<sub>el</sub>. Diese Unterschiede sind dabei darauf zurückzuführen, dass lediglich im zentralen Konzept Prozesswärme aus späteren Produktionsstufen zur Trocknung des eine vergleichsweise hohe Feuchtigkeit aufweisenden Holzes eingesetzt werden kann. Für *Reststroh* als Biomasseinput ergeben sich unabhängig von der logistischen Ausgestaltung ca. 115.000 t FT-Kraftstoff und eine Leistung von 27 MW<sub>el</sub>.

Zur ökologischen Bewertung werden für die verschiedenen zu bewertenden Szenarien unter Einsatz von Methoden der Ökobilanzierung relevante Wirkungskategorien, wie der Verbrauch an erschöpflichen Energieressourcen (fossiler kumulierter Energieaufwand), die Auswirkungen auf den Treibhauseffekt sowie auf den Versauerungs- und den Eutrophierungseffekt, untersucht. Der betrachtete Untersuchungsrahmen beinhaltet die gesamte Kette der Herstellung des BtL-Kraftstoffs vom Biomasseanbau über den Biomassetransport zur Konversionsanlage, den Kraftstofftransport zur Tankstelle bis hin zur Verbrennung des Kraftstoffs im Auto. Im vorliegenden Fall der FT-Kraftstoffherstellung wird neben dem gewünschten Kraftstoff auch Strom erzeugt. Daher muss eine Gutschrift für die gegenüber herkömmlicher Stromerzeugung ökologisch günstigere Stromerzeugung aus Biomasse berücksichtigt werden. Hierbei zeigt das BtL-Konzept in den verschiedenen Wirkungskategorien unterschiedliche Ergebnisse im Vergleich mit fossilen Kraftstoffen. BtL-Kraftstoffe weisen eindeutige Vorteile hinsichtlich einer Einsparung von fossiler Energie und Treibhausgasen auf. Mit Berücksichtigung der Stromgutschrift zeigt Waldrestholz ein Reduzierungspotenzial von ca. 100 % für das zentrale Szenario beziehungsweise 115 % für das dezentrale Szenario und für Reststroh von ca. 125 %. Bei der Versauerung treten tendenziell eher Nachteile auf. In dieser Wirkungskategorie sind die NO<sub>x</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung die Hauptemissionen. Eine Erhöhung des Potenziales ergibt sich von ca. 15 % für FT-Kraftstoffe aus Reststroh. Für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz ergibt sich dagegen eine Erhöhung des Potenziales von ca. 25 % bei zentraler Anordnung und von ca. 70 % bei dezentraler Anordnung. Bei der Eutrophierung sowie bei der Versauerung stellen die NO<sub>x</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung die Hauptemissionen dar. Hier sind die Ergebnisse deutlich schlechter als bei der Herstellung von konventionellem Dieselmotorkraftstoff. Bei allen Szenarien werden Eutrophierungspotenziale berechnet, die viel höher sind wie die von fossilem Kraftstoff. Reststroh zeigt eine Verschlechterung

von 180 %. Je nach Wirkungskategorie ergeben sich leichte Unterschiede für die betrachteten dezentralen Szenarien. In den Kategorien Kumulierter Energieaufwand und Treibhauspotenzial ist der Transport für einen großen Teil der Energieaufwendung und treibhausrelevanten Emissionen verantwortlich und verursacht so im Vergleich zwischen den verschiedenen dezentralen Szenarien in diesen beiden Kategorien Unterschiede von +/- 10 %. In den Kategorien Versauerungs- und Eutrophierungspotenzial liegen die Unterschiede im Bereich von +/- 3 %. Hier hat der Transport keinen großen Einfluss auf die Umweltauswirkungen. Bei allen untersuchten Wirkkategorien werden Vorteile für das Szenario *dezentrale Vorbereitung – 10 Pyrolysestandorte* festgestellt.

Neben der Abschätzung der Umweltauswirkungen ist eine ökonomische Bewertung, welche auf der Stoff- und Energiebilanzierung basiert und in die sich daran anschließende Standortplanung einfließt, erforderlich. Wichtige Kriterien bei der Kraftstoffherstellung aus Biomasse sind hierbei die Schätzung der notwendigen Investitionen für die Anlage und die Schätzung der Herstellkosten in Euro/Liter. Damit ist eine Aussage möglich, ob oder ggf. unter welchen Bedingungen die Umsetzung einer solchen Prozesskette ökonomisch sinnvoll ist. In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Möglichkeiten der Investitionsschätzung erläutert und für die Investitionsschätzung der exemplarisch untersuchten Prozesse die Methode der detaillierten Einzelermittlung mit differenzierten Zuschlagssätzen angewendet. Für eine zentrale Anlage werden hiermit bei der Biomasseart Reststroh Investitionen in Höhe von 550 bis 650 Millionen Euro (Basisjahr 2006) und für Waldrestholz 600 – 1.000 Millionen Euro (Basisjahr 2006) geschätzt. Der Unterschied der Investitionen zwischen den beiden Einsatzstoffen entsteht durch den notwendigen Einsatz von Trocknern für Waldrestholz und gegebenenfalls Biomassekraftwerken bei dezentraler Anordnung zur Erzeugung der hierfür notwendigen Wärme. Dezentrale Konzepte für die betrachtete Kapazität sind weniger attraktiv, weil Skaleneffekte bei einer integrierten großen Anlage zu geringeren Gesamtinvestitionen führen, als bei mehreren kleineren Anlagen mit gleicher Gesamtkapazität. Es wird weiterhin festgestellt, dass die Gesamtinvestitionen den Haupteinflussfaktor bezogen auf die Herstellkosten darstellen. Für Reststroh weisen die Biomassebereitstellungskosten einen vergleichbaren Einfluss auf. Auf Basis der Investitionen werden die investitionsabhängigen Kosten, die betriebsmittel-verbrauchsabhängigen Kosten, sowie die Personal- und Logistikkosten geschätzt und somit die Herstellkosten für die verschiedenen Szenarien berechnet. Da die verschiedenen Verfahrensschritte zur BtL-Kraftstoffherstellung bislang nicht großtechnisch realisiert sind und zum anderen allgemeine Unsicherheiten wie steigende Preise oder geänderte gesetzliche Rahmenbedingungen auftreten, werden für wichtige Parameter Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Um eine Schätzung der Herstellkosten für ein festgelegtes Zielgebiet durchzuführen, werden in einem weiteren Schritt eine Standortplanung durchgeführt und damit die im Rahmen der Kostenschätzung unterstellten Transportkosten spezifiziert. Hierzu wird ein kapazitiertes mehrstufiges Warehouse-Location-Problem (WLP) mit zwei zu planenden Distributionsstufen als gemischt-ganzzahliges (binäres) lineares Problem formuliert und für die betrachteten Szenarien eingesetzt. Unter Berücksichtigung der spezifischen Situation von Baden-Württemberg weist das Szenario *dezentrale*



*Anordnung 10 Standorte – Reststroh* die niedrigsten Gesamtkosten auf. Waldrestholz hat dem gegenüber den Vorteil, dass der überwiegende Anteil der gesamten Menge konzentriert in der Region des Schwarzwaldes anfällt, was zu kurzen Transportwegen und damit niedrigen Transportkosten führt. Problematisch ist dagegen das dort vorhandene Verkehrsnetz. Auf der anderen Seite weist Reststroh den Nachteil auf, dass es in Baden-Württemberg auf einer vergleichsweise großen Fläche verteilt verfügbar ist, so dass sich ein größeres Einzugsgebiet ergibt und damit die Transportbelastung und auch die Transportkosten eine vergleichsweise größere Bedeutung aufweisen. Dagegen ist das Transportnetz im Einzugsgebiet für Reststroh, was dem Osten Baden-Württembergs entspricht, grundsätzlich besser geeignet, um die notwendigen Transporte aufzunehmen. Im Vergleich zur Kostenschätzung ergeben sich nun für die spezifische Situation Baden-Württembergs bei dem Szenario *dezentrale Anordnung – Reststroh* niedrigere Gesamtkosten als bei einer zentralen Anlage. Die niedrigeren Transportkosten, die aus Biomassetransporten über kürzere Distanzen als für die Kostenschätzung angenommen wurde resultieren, kompensieren hier den Unterschied der höheren Fixkosten einer dezentralen Anordnung. Ungeachtet der Tatsache, dass das *dezentrale Szenario mit Reststroh* für Baden-Württemberg immer am günstigsten ist, zeigen die Sensitivitätsanalysen auch, wie sich andere Szenarien bei Preisänderungen verhalten und welche kritischen Preisgrenzen die Vorteilhaftigkeit bestimmter Konstellationen aufheben. Im Rahmen der durchgeführten Parametervariationen stellt für Baden-Württemberg das *dezentrale Szenario mit Reststroh* jeweils die günstigste Konstellation dar. Allerdings sind die Unterschiede der Herstellkosten teilweise sehr gering, so dass eine endgültige Beantwortung der Frage, ob eine zentrale oder eine dezentrale Anlagenanordnung für Baden-Württemberg geeigneter ist, in dieser sehr frühen Planungsphase nicht möglich ist.

Die detaillierten Ergebnisse aus der Standortplanung haben Auswirkungen auf die Abschätzung der Kosten des Verfahrens sowie die Umweltauswirkungen für konkrete Realisierungsszenarien im Zielgebiet. Für Baden-Württemberg bleibt bezüglich der Umweltauswirkungen das Szenario *dezentrale Anordnung – 10 Standorte* das vorteilhafteste. Beim Einsatzstoff Waldrestholz verringern sich die ermittelten Umweltauswirkungen unter Berücksichtigung der Standortplanung, da die Transportwege kürzer sind als zunächst im Standardmodell angenommen. Ursächlich ist dabei vor allem die Konzentration des Waldrestholzes in Baden-Württemberg auf die Region des Schwarzwaldes.

Bei der exemplarischen Anwendung der Methodik für das Land Baden-Württemberg hat sich gezeigt, dass ein dezentrales Konzept nur für die Biomasseart Reststroh vorteilhaft ist. Da diese Vorteilhaftigkeit sich teilweise aber in nur geringfügig niedrigeren Herstellkosten zeigt, bleibt zu untersuchen, ob sich durch einen Produktionsverbund mit mehreren dezentralen Vorbereitungsanlagen bei anderen Rahmenbedingungen, insbesondere einer größeren Kapazität und damit einem anderen Zielgebiet, größere Vorteile ergeben. Hierbei ist die entwickelte Methodik auch geeignet, auf andere Länder und Biomassearten angewendet zu werden.

In der frühen Entwicklungsphase, in der sich Biokraftstoffe der zweiten Generation noch befinden, sind detaillierte und belastbare technische, ökonomische sowie ökologische Daten kaum verfügbar. Die vorliegende Arbeit zeigt hierbei auf, wie eine umfassende Bewertung, z.B. unter Einbeziehung von thermodynamischen Simulationsmodellen oder Literaturdaten vergleichbarer Anlagen, dennoch durchgeführt werden kann

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die Investitionen und die Herstellkosten für ein festgelegtes Jahr ermittelt. Mittels Sensitivitätsanalysen kann auch eine Aussage dahingehend getroffen werden, wie sich die Zielgrößen bei einer zukünftigen Veränderung einzelner Kostenparameter entwickeln. Allerdings erfordern sich ändernde politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie die zu erwartende Weiterentwicklung der Technologien zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen eine Anpassung und Neubewertung auch der in dieser Arbeit betrachteten Prozessketten.

In diesem Zusammenhang muss im Rahmen weiterer Arbeiten vor allem eine detaillierte Abschätzung der Preise für die verschiedenen Biomassearten erfolgen. Es stellt sich hier vor allem die Frage, wie sich die Preise in Deutschland und Europa entwickeln werden und welchen Einfluss eine verstärkte Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen zur Herstellung von Energieträgern auf die Preisentwicklung hat. Andere Nutzungsarten, wie die Herstellung von Grundstoffen für die chemische Industrie oder die Nahrungsmittelproduktion bzw. die Konkurrenz um landwirtschaftliche Nutzungsflächen sind hierbei verstärkt zu berücksichtigen.

Um in einer fortgeschrittenen Planungsphase genauere Ergebnisse zu erhalten, kann darüber hinaus eine Betrachtung einer Produktionsanlage und der vor- und nachgelagerten Verfahrensschritte über den gesamten Lebenszyklus einer Anlage erfolgen. Somit könnten z.B. sich ändernde Biomasse- und Rohstoffpreise direkt berücksichtigt und damit z.B. die Frage nach dem Amortisationszeitpunkt einer solchen Anlage beantwortet werden. Hieran anschließend kann sich auch die Untersuchung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen.

Schließlich gibt es Ansatzpunkte, das in dieser Arbeit entwickelte Modell zur Standortplanung im Hinblick auf eine detaillierte Abbildung des Verkehrsnetzes bzw. der Anbindung an ein geographisches Informationssystem (GIS) weiter auszubauen.

Abschließend lässt sich feststellen, dass die vorliegende Arbeit deutlich macht, dass eine umfassende Bewertung eines Konzepts zur Produktion von Biokraftstoffen der zweiten Generation eine integrierte Analyse und Bewertung sowohl technischer und ökonomischer als auch ökologischer Fragestellungen erfordert. Diese müssen vor allem auch in Abhängigkeit der geplanten Kapazitäten, des Anlagenkonzepts und Einsatzgebietes beantwortet werden. Dazu liefert diese Arbeit eine Methodik. Die exemplarische Anwendung auf die spezifische Situation Baden-Württembergs zeigt dabei auf, dass diese Vorgehensweise in Rahmen einer umfassenden Analyse erforderlich ist.

**11. Literaturverzeichnis**

- [Alicke, 2005] Alicke, K. (2005): *Planung und Betrieb von Logistiknetzwerken*. 2., neu bearb. u. erw. Aufl., Springer-Verlag Heidelberg 2005.
- [Allen und Page, 1975] Allen, D.H.; Page R.C. (1975): *Revised Technique for Predesign Cost Estimating*, in: *Chemical Engineering*, 82, S. 142 ff.
- [Arnold et al., 2006] Arnold, K.; Ramesohl, S.; Grube, T.; Menzer, R.; Peters, R. (2006): *Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Biokraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW - Endbericht*. Wuppertal, Jülich: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie und Forschungszentrum Jülich GmbH.
- [ASPEN, 2003] ASPEN Plus® (2003): *Unit Operation Models*. Massachusetts: Cambridge.
- [Baitz et al., 2004] Baitz, M.; Deimling, S.; Binder, M.; Degen, W.; Rudloff, M.; Krinke, S. (2004): *Vergleichende Ökobilanz von SunDiesel (Choren-Verfahren) und konventionellem Dieselmotorkraftstoff*.
- [Bandi et al., 2004] Bandi, A.; Specht, M. (2004): *Gewinnung von Methanol aus Biomasse*. Expertise im Auftrag der Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V., UFOP, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung. Baden-Württemberg (ZSW), 2004.
- [BFAI, 2007] Bundesagentur für Außenwirtschaft, BFAI, (2007): *Brasilien und USA unterzeichnen Ethanolabkommen*. Artikel vom 20.04.2007.
- [BioKraftQuG, 2006] *Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BioKraftQuG)*. Vom 18. Dezember 2006.
- [BMWi, 2005] BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.) (2005): *Energiestatistiken*. In: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html> (abgerufen im September 2007)

- [Bockhorn et al., 2007] Bockhorn, H.; Seidelt, S; Kolb, T.; Oser, H. (2007): *AP1: Charakterisierung von Biomassen für die Vergasung im Hinblick auf Fischer-Tropsch-Synthese und Gaskonditionierung*. In: Bockhorn, H.; Kolb, T.; Oser, H.; Seidelt, S.; Schaub, G.; Mena Subiranas, A.; Rentz, O.; Fröhling, M.; Kerdoncuff, P.; Calaminus, B. (2007): (2007) : Designer-Kraftstoffe aus Biomasse über den Weg der Fischer-Tropsch-Synthese - Charakteristische Biomasse-Eigenschaften und Prozess-Integration bei der Synthese. Abschlußbericht zum gleichnamigen Projekt im Auftrag von der Landesstiftung Baden-Württemberg, Karlsruhe - AP1: Charakterisierung von Biomassen für die Vergasung im Hinblick auf Fischer-Tropsch (FT)-Synthese und Gaskonditionierung. Abschlußbericht zum gleichnamigen Projekt im Auftrag von der Landesstiftung Baden-Württemberg, Karlsruhe.
- [Bolhàr-Nordenkampff et al., 2003] Bolhàr-Nordenkampff, M; Jörg, Klaus (2003): *Gasreinigung – Stand der Technik*“, Band 24, Internationale Tagung „Biomasse-Vergasung - Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung“, Leipzig, 2003.
- [Bolhàr-Nordenkampff, 2005] Bolhàr-Nordenkampff, M (2005): *Hersteller und Marktbetrachtung der thermo-chemischen Umwandlung von Biomasse*. Arbeitsbericht der Projektgemeinschaft Biomassevergasung. Gefördert durch die Fachagentur nachwachsender Rohstoffe. 2005.
- [BP, 2007] BP (2007): *Statistical review of world energy 2007*.
- [Caraballo, 2007] Caraballo, J. (2007): *Ethanol synthesis*. Vortrag gehalten während 2nd European Summer School on Renewable Motor Fuels, Warsaw, Poland, 29 – 31 August 2007.
- [CARMEN, 2007] CARMEN – Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V. (2007): *Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln*. In <http://www.carmen-ev.de/dt/energie/bezugsquellen/hackschnippreise.html> (abgerufen im September 2007).
- [Chauvel et al., 1976] Chauvel, A. ; Fournier, G. ; Raimbault, C. (1976): *Publications de l'Institut français du pétrole - Manuel d'évaluation économique des procédés*. Paris: Technip

- [ChemCad, 2008] ChemCad (2008): Internetpräsentation der Firma ChemCad, URL: <http://www.chemcad.net> (Abgerufen im März 2008).
- [Choren, 2008] Choren (2008): URL: [www.choren.de](http://www.choren.de) (Abgerufen im Februar 2008).
- [Claußen et al., 2004] Claußen, M.; Carlowitz, O.; Vodegel, S. (2004): *Die CUTEC-BtL-Versuchsanlage zur Herstellung biogener Kraftstoffe*. CUTEC-Institut GmbH. Vortrag gehalten in Rahmen der Konferenz „Synthetische Biokraftstoffe - Techniken, Potenziale, Perspektiven“ - 03. und 04. November 2004, Wolfsburg.
- [Daenzer und Huber, 1999] Daenzer, W.F., Huber, F. (1999): *Systems Engineering – Methodik und Praxis*, 10. Aufl., Zürich, Verlag Industrielle Organisation.
- [DenA, 2006] Deutsche Energie-Agentur (2006): *Biomass to Liquid – BtL Realisierungsstudie*. Zusammenfassung.
- [Dieter et al., 2001] Dieter, M.; H. Englert und M. Klein, 2001. *Abschätzung des Rohholzpotenzials für die energetische Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland*. Arbeitsbericht 2001/11 des Instituts für Ökonomie der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft (BFH), Hamburg.
- [Dimmig und Meyer, 2004] Dimmig, T.; Meyer, B. (2004): *Die BTL-Pilotanlage an der TU Freiberg – ein Zwischenbericht*. Vortrag vom 1. Internationalen BtL-Kongress. 3. Und 4. November 2004, Wolfsburg.
- [Dimmig und Olschar, 2003] Dimmig, T., Olschar, M. (2003): *Sekundärenergieträger aus Biomasse – Eine Analyse*. Forschungsvorhaben im Rahmen des Forschungsprogramms des BMVEL „Nachwachsende Rohstoffe“. Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen der TU Bergakademie Freiberg.
- [Domschke, 1985] Domschke, W. (1985): *Logistik-Transport: Grundlagen, lineare Transport- und Umladeprobleme*, Band 1, 2. Ergänzte Auflage, Oldenbourg, München.
- [Domschke und Drexl, 1996] Domschke, W.; Drexl, A. (1996): *Logistik*. 4., überarb. u. erw. Aufl., Bd. 3: Standorte. Oldenbourg-Verlag München/Wien.
- [Drezner et Hamacher, 2002] Drezner, Z.; Hamacher, H. W. (2002): *Facility location*, Springer, Berlin.

- [DVGW-DGW, 2006] Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs (DVGW); Deutsche Gas- und Wasserwirtschaft (DGW) (2006): *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse*. Bericht der Arbeitsgemeinschaft vom Wuppertal Institut für Klima, Energie und Umwelt, Institut für Energietechnik und Umwelt Leipzig Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Oberhausen und dem Gaswärme-Institut Essen. 4 Bänder. Januar 2006.
- [EBB, 2007] European Biodiesel Board (2007): *Statistics – The EU Biodiesel Industry*.
- [EEA, 2006] European Environment Agency (2006): *Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2004 and inventory report 2006*. EEA Technical report No 6/2006.
- [EnergieStG, 06] Energiesteuergesetz von 15. Juli 2006  
<http://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/index.html>  
(abgerufen im Februar 2008).
- [Engels et al. 2000] Engels, B.; Schultmann, F.; Rentz, O. (2000): *Simulation von Stoff- und Energieströmen zur Unterstützung strategischer Entscheidungen - dargestellt am Beispiel der Eisen- und Stahlindustrie*, in: Möller, D. P. F. (Hrsg.): *Simulationstechnik*. Ghent: SCS-Europe BVBA.
- [Engels, 2003] Engels, B. (2003): *Integrierte Logistik- und Verwertungsplanung beim Produktrecycling – dargestellt am Beispiel von Gerätebatterien*. VDI; Düsseldorf.
- [EU Kommission, 2003]: Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen und anderen Kraftstoffen im Verkehrssektor.
- [Euroserv'ER, 2007] Euroserv'ER, (2007): *Biofuels barometer*. Artikel von "Le journal des energies renouvelables n° 179", Mai 2007. Veröffentlichung von der Europäischen Gemeinschaft.
- [Faij et al., 1995] Faij, A ; Van Ree, R. ;Oudhuis, A. (1995): *Gasification of biomass wastes and residues for electricity production: Technical, economic and environmental aspects of the BIG/CC option for the Netherlands*, Utrecht University department of Science Technology and Society, Utrecht the Netherlands.

- [FNR, 2003] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. - FNR (Hrsg.) (2006): *Bioethanol in Deutschland*. Band 21. Münster: Landwirtschaftsverlag. 2003.
- [FNR, 2004] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. - FNR (Hrsg.) (2004): *Synthetische Kraftstoffe. Techniken - Potenziale – Perspektiven*. In: FNR (Hrsg.) (2004): Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe. Band 25. Jahrgang 2004. Münster: Landwirtschaftsverlag.
- [FNR, 2006a] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. - FNR (Hrsg.) (2006): *Biokraftstoffe - Eine vergleichende Analyse*.
- [FNR, 2006b] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. - FNR (Hrsg.) (2006): *Analyse und Evaluierung der thermochemischen Vergasung von Biomasse*. Band 29. Münster: Landwirtschaftsverlag. 2006.
- [FNR, 2007a] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. - FNR (Hrsg.) (2007): *Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen*.
- [FNR, 2007b] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. - FNR (Hrsg.) (2007): *Biokraftstoffe: Pflanzen, Rohstoffe und Produkte*.
- [Frank, 2003] Frank, Michael (2003): *Entwicklung und Anwendung einer integrierten Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten*. Dissertation am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe.
- [Fröhling, 2006] Fröhling, M. (2006): *Zur taktisch-operativen Planung stoffstrombasierter Produktionssysteme - dargestellt an Beispielen aus der stoffumwandelnden Industrie*. Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden.
- [Futterer et al. 1990] Futterer, E.; Munsch, M. (1990): *Flow-Sheeting-Programme für die Prozeßsimulation*, in: Chem.-Ing.-Tech., 62, H. 1, S. 9-16.
- [GEMIS, 2005] Institut für angewandte Ökologie e.V. (Hrsg.) (2005): *GEMIS: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme*. Version 4.3. Freiburg: Öko-Institut.
- [Giglmayr 2001] Giglmayr, I. (2001): *Modellierung von Kraft- und Heizkraftwerken*. Düsseldorf: VDI Verlag.

- [Güttel et al., 2007] Güttel, R.; Kunz, U.; Turek, T. (2007): *Reaktoren für die Fischer-Tropsch-Synthese*. Artikel in Chemie Ingenieur Technik 2007, 79, No. 5.
- [Hähre, 2000] Hähre, S. (2000): *Stoffstrommanagement in der Metallindustrie - Zur Gestaltung und techno-ökonomischen Bewertung industrieller Recyclingkonzepte*. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- [Hamelinck et al., 2003] Hamelinck, C.; Faaij, A.; Den Uil, H.; Boerrigter, H. (2003): *Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential*. Report NWS-E-2003-08. Utrecht University and Energy Research Centre of the Netherlands (ECN).
- [Hamelinck, 2004] Hamelinck, C. (2004): *Outlook for advanced biofuels*. Dissertation am Copernicus Institute der Universität Utrecht, Utrecht, Niederlande.
- [Henrich et al., 2007] Henrich, E., Dahmen, N., Dinjus, E. (2007): *Das FZK-Projekt – Herstellung von Synthesekraftstoff aus Biomasse*. Beitrag auf der Internationalen Tagung Thermochemische Biomassevergasung KUBUS, Leipzig 27.-28. Februar 2007.
- [Henrich und Dinjus, 2003] Henrich, E.; Dinjus, E. (2003): *Das FZK-Konzept zur Kraftstoffherstellung aus Biomasse*. Paper zur Internationale Tagung „Biomasse-Vergasung“, Leipzig, 1.-2. Oktober 2003.
- [Henrich, 2002] Henrich, E. (2002): *Kraftstoffe aus Stroh*. In: *Landesinitiative Zukunftsenergien NRW (2002): „Was tanken wir morgen?“*. Tagungsband, Oberhausen, 25./26.11.2002.
- [Hofbauer et al., 2002] Hofbauer, H.; Rauch, R.; Bosch, K.; Aichering, C. (2002): *Biomass CHP Plant Güssing – A Success Story*. In: Bridgwater, A. V. (2003): *Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste*. 1. Auflage. Speen, Newbury, Berks: CPL Press.
- [Hofbauer, 2007] Hofbauer, H. (2007): *Wirbelschichtvergasung – Stand der Technik*. Vortrag gehalten in der Konferenz „Thermo-chemische Biomasse-Vergasung“ in Leipzig 2007.
- [Höhlein et al., 2003] Höhlein, B.; Grube, Th.; Biedermann, P.; Bielawa, H.; Erdmann, G.; Schlecht, L.; Isenberg, G.; Edinger, R. (2003): *Methanol als Energieträger*. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energietechnik / Energy Technology. Band / Volume 28.



- [Hummeltenberg, 1981] Hummeltenberg, W. (1981): *Optimierungsmethoden zur betrieblichen Standortwahl: Modelle und ihr Berechnung*, Würzburg: Physica-Verlag.
- [IEA, 2007] International Energy Association IEA (2007): *Key World Energy Statistics 2007*. OECD/IEA, Paris, 2007.
- [ISO, 2006] ISO (2006): *Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (DIN EN ISO 14040) bzw. Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (DIN EN ISO 14044)*. Genf: International Organisation for Standardization.
- [Kaltschmitt et al., 1997] Kaltschmitt, M.; Reinhardt, G. A. (Hrsg.) (1997): *Nachwachsende Energieträger: Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung*. 1. Auflage Wiesbaden: Vieweg Verlag.1997.
- [Kaltschmitt und Hartmann, 2001] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (2001): *Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren*, Springer, Heidelberg.
- [Karl, 2003] Karl, J. (2003): *Wirbelschichtvergasung – Stand der Technik*, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 24, Internationale Tagung „Biomasse-Vergasung - Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung“, Leipzig.
- [Kerdoncuff et al., 2007] Kerdoncuff, P.; Fröhling, M.; Rentz, O. (2007): *Stoffliche, energetische und ökonomische Bewertung einer Prozesskette zur Herstellung von synthetischen Biokraftstoffen*. Veröffentlichung in dem Proceedings der Waste to Energy Konferenz, Bremen, 2007.
- [Kleinhappl, 2003] Kleinhappl, M. (2003): *Festbettvergasung – Stand der Technik*. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 24, Internationale Tagung „Biomasse-Vergasung - Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung“, Leipzig, 2003.
- [Klose, 2001] Klose, A. (2001): *Standortplanung in distributiven Systemen: Modelle, Methoden. Anwendungen*. 1. Auflage. Heidelberg: Physica-Verlag.
- [Kloster, 1999] Kloster, R. (1999): *Thermodynamische Analyse und Optimierung von Gas-/Dampfturbinen – Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung*. Dissertation im Fachbereich Maschinenwesen der Universität Essen.

- [Kolb et al., 2007] Kolb, T.; Oser, H.; Bockhorn, H.; Seidelt, S (2007): *AP1: Charakterisierung von Biomassen für die Vergasung im Hinblick auf Fischer-Tropsch-Synthese und Gaskonditionierung*. In: Bockhorn, H.; Kolb, T.; Oser, H.; Seidelt, S.; Schaub, G.; Mena Subiranas, A.; Rentz, O.; Fröhling, M.; Kerdoncuff, P.; Calaminus, B. (2007): (2007) : Designer-Kraftstoffe aus Biomasse über den Weg der Fischer-Tropsch-Synthese - Charakteristische Biomasse-Eigenschaften und Prozess-Integration bei der Synthese. Abschlußbericht zum gleichnamigen Projekt im Auftrag von der Landesstiftung Baden-Württemberg, Karlsruhe - AP1: Charakterisierung von Biomassen für die Vergasung im Hinblick auf Fischer-Tropsch (FT)-Synthese und Gaskonditionierung. Abschlußbericht zum gleichnamigen Projekt im Auftrag von der Landesstiftung Baden-Württemberg, Karlsruhe.
- [Kölbel und Schulze, 1960] Kölbel, H.; Schulze, J. (1960): *Projektierung und Vorkalkulation in der chemischen Industrie*. 1. Auflage. Berlin: Springer Verlag.
- [KOM, 2007] Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2007): *Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament: Ergebnisse der Überprüfung der Strategie der Gemeinschaft zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen*. Brüssel, 07.02.07.
- [KOM, 2008] Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2008): *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. Brüssel, den 23.1.2008.
- [Köppel et al., 2004] Köppel, W.; Bajohr, S.; Reimert, R. (2004): *Rohgaskonditionierung bei hoher Temperatur – Stand der Technik, eine Übersicht*. DGMK-Tagungsbericht "Energetische Nutzung von Biomassen", Vehlen, S. 161-168, 2004.
- [Köppel, 2007] Köppel, W. (2007): *Gasreinigung – Stand der Technik am Beispiel der Konditionierung von Synthesegas zu SNG*. Vortrag gehalten in Rahmen der Konferenz „Thermo-chemische Biomasse-Vergasung“ in Leipzig 2007.

- [Lang, 1948] Lang, H.J. (1948): Simplified approach to preliminary cost estimates. In *Chemical Engineering*, 55, S. 112 ff.
- [Lange et al., 2006] Lange, S; Reimert, R.; Leible, L. (2006): *Systemanalyse zur Schnelldpyrolyse als Prozessschritt bei der Herstellung von Synthesekraftstoffen aus Stroh und Waldrestholz*. In: DGMK (2006): Tagungsbericht 2006-2 "Energetische Nutzung von Biomassen". 1. Auflage. Velen: DGMK.
- [Leible et al., 2003] Leible, L.; Arlt, A.; Fürniß, B.; Kälber, S.; Kappler, G.; Lange, S.; Nieke, E.; Rösch, Ch.; Wintzer, D. (2003): *Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen. Bereitstellung und energetische Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte als Einkommensalternative für die Land- und Forstwirtschaft - Möglichkeiten, Chancen und Ziele*. Karlsruhe. Wissenschaftlicher Bericht. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse am Forschungszentrum Karlsruhe GmbH. 2003.
- [Leible et al., 2005] Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G. (2005): *Entwicklungen von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen - Mengenszenarien zur Biomassebereitstellung*. Abschlussbericht. Karlsruhe: Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse des Forschungszentrums Karlsruhe.
- [Leible et al., 2006] Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.; Lange, S.; Nieke, E.; Propesch, D.; Wintzer, D.; Fürniß, B. (2006): *Kraftstoffproduktion aus Stroh und Waldrestholz – dezentral oder zentral?*. Beitrag auf der Tagung „Bioenergienutzung in Baden- Württemberg – Auf dem Weg zum nachhaltigen Anbau“, Stuttgart 2006.
- [Leible et al., 2007] Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.; Lange, S.; Nieke, E.; Propesch, P.; Wintzer, D.; Fürniß, B. (2007): *Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – eine systemanalytische Untersuchung*. Karlsruhe: Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse am Forschungszentrum Karlsruhe GmbH.
- [Lohe und Futterer, 1995] Lohe, B; Futterer, E. (1995): *Stationäre Flowsheet-Simulation*. In: Schuler, H. (Hrsg.): *Prozesssimulation*. VCH; Weinheim, S. 81-108.

- [MAPPY, 2006] Mappy SA, 47 rue de Charonne, 75011 Paris, France. www.mappy.de (abgerufen in September 2006).
- [Mäurer, 2001] Mäurer, T. (2004): *Investigation of mass transport phenomena in the conversion of methanol to olefins over technical alumina/ZSM-5 catalysts*. Dissertation der TH Aachen. Shaker, 2004.
- [Meyer et al. 2004] Meyer, B.; Franke, P.; Radig, W. (2004): *Planungsstudie für die Errichtung einer Pilotanlage zur Technologievalidierung BTL-Kraftstoffe*, Teil B: Technischer Bericht.
- [MLR, 2006] Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum (2006): *Biomasse-Aktion: Nachwachsende Rohstoffe als Zukunftsmotor*.
- [MWV, 2006] Mineralölwirtschaftsverband (2006): *MWV-Prognose 2025 für die Bundesrepublik Deutschland*. Juni 2006. Herausgeber: Mineralölwirtschaftsverband E.V..
- [MWV, 2007] Mineralölwirtschaftsverband (2007): *Rohölpreisentwicklung 1960-2007 (Jahresdurchschnitte)*. Statistiken der Mineralölwirtschaftsverband. 2007.
- [Neumann, 1996] Neumann, K. (1996): *Produktions- und Operationsmanagement*. Springer Verlag Berlin-Heidelberg.
- [Nunge, 2001] Nunge, S. (2001): *Der Referenzanlagenansatz zur Ableitung von Luftreinhaltsstrategien. Ein Ansatz zur techno-ökonomischen Charakterisierung von Emissionsminderungsmaßnahmen*. Dissertation. Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung. Universität Karlsruhe (TH).
- [Oser, 2006] persönliche Mitteilung von Herrn Oser, Forschungszentrum Karlsruhe (FZK) (2006).
- [Penkhun, 1997] Penkhun, T. (1997): *Umweltintegriertes Stoffstrommanagement in der Prozessindustrie: dargestellt am Beispiel der operativen Produktionsplanung der Ammoniaksynthese*. Peter Lang; Frankfurt a. M.
- [Peters, 1980] Peters, M. S.; (1980): *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. 3. Auflage. New York: McGraw-Hill.

- [Plass et al., 2007]. Plass, L.; Reimelt, S. (2007): *Status und Zukunft der Biotreibstoffe*. In: Chemie Ingenieur Technik, Band 79, Ausgabe 5, S. 561-568, Wiley, 2007.
- [Plass, 2006] Plass, L. (2006): *Die weitere Entwicklung von Biokraftstoffen*. Vortrag anlässlich der Konferenz des Forums für Zukunftsenergien am 21.06.2006: Biokraftstoffe der 2. Generation – Potentiale, Chancen und notwendige Rahmenbedingungen.
- [PROBAS, 2006] Umweltbundesamt (2006): PROBAS - *Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementinstrument*.  
URL: <http://www.probas.umweltbundesamt.de>.  
(abgerufen im September 2006).
- [Radig, 2007] Radig, W. (2007): *Das BtL-Projekt der TU Bergakademie Freiberg*. Internationale Tagung „Thermo-chemische Vergasung für eine effiziente Strom-/Kraftstoffbereitstellung. 27-28 Februar 2007. Leipzig.
- [Reinhardt et al., 2006] Reinhardt, G.; Gärtner, S.; Patyk, A.; Rettenmaier, N. (2006): *Ökobilanzen zu BtL: eine ökologische Einschätzung*. Heidelberg: IFEU.
- [Remmers, 1991] Remmers, J. (1991): *Zur Ex-ante-Bestimmung von Investitionen bzw. Kosten für Emissionsminderungstechniken und den Auswirkungen der Datenqualität in meso-skaligen Energie-Umwelt-Modellen*. Dissertation am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe.
- [Ren Germ, 2007] Renewables made in Germany (2007): *Biokraftstoffe in Deutschland*. Informationen über deutsche Unternehmen und Produkte der erneuerbaren Energien.
- [Rentz, 1979] Rentz, O. (1979): *Techno-Ökonomie betrieblicher Emissionsminderungsmaßnahmen*. Erich Schmidt; Berlin.

- [Rentz et al., 2006] Rentz, O. Fröhling, M.; Nebel, F.; Schultmann, F.; Engels, B. (2006): *Integrierter Umweltschutz in der Metallerzeugung: Simulationsgestützte operative Produktionsplanung zur Optimierung metallurgischer Abfallverwertungsprozesse*. Forschungsberichte aus dem Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP).
- [Rosenthal, 2006] Rosenthal, R.E. (2006): *Gams – A User's Guide*. GAMS Development Corporation, Washington, D.C.
- [Rudloff, 2003] Rudloff M. (2003): *CHORENfuel – from vision to reality*. In: Proceedings from the 4th European Motor Biofuels Forum 2003.
- [Rudloff, 2004] Rudloff, M. (2004): *SunDiesel made by Choren – Erfahrungen und neueste Entwicklungen*. In: *FNR (2005): Synthetische Biokraftstoffe – Techniken, Potentiale, Perspektiven*. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe. Band 25. Jahrgang 2005. Münster: Landwirtschaftsverlag.
- [SASOL, 2005] SASOL (2005): *Unlocking the potential wealth of coal introducing Sasol's unique coal-to-liquids technology*. CtL-Broschüre von dem 18th World Petroleum Congress Information, Johannesburg, Südafrika, 25. – 29. September 2005.
- [Schleef, 1999] Schleef, H. J. (1999): *Zur Techno-ökonomischen Bewertung des gestuften Ausbaus von Kombikraftwerken*. Karlsruhe: Dissertation, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH).
- [Schultmann, 2003] Schultmann, F. (2003): *Stoffstrombasiertes Produktionsmanagement. Betriebswirtschaftliche Planung und Steuerung industrieller Kreislaufwirtschaftssysteme*. Erich Schmidt Verlag, Berlin.
- [Schulze, 1980] Schulze, J. (1980): *Modernisierter Preisindex für Chemieanlagen*. In *Chemische Industrie*, 39.
- [Schütt et al., 1990] Schütt, E.; Nietsch, T.; Rogowski, A. (1990): *Prozeßmodelle: Bilanzgleichungen in der Verfahrens- und Energietechnik*. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- [Schwind, 1979] Schwind, H. (1979): *Kostenvorausberechnung von Apparaten und Anlagen – Möglichkeiten und Grenzen*. In *Chemie-Ingenieur-Technik*, 51.

- [Seißler, 2007] Seißler, M. (2007): *Biomassekraftwerke in China – Stand der Dinge und Perspektiven*. Vortrag auf dem Branchen- und Exportforum 2007, Hannover Messe.
- [Sieverdingbeck, 2001] Sieverdingbeck, A. (2001): *Zur Planung einer emissionsarmen Produktion in Eisen- und Stahlindustrie*. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- [Spath et al., 2003] Spath, P.L.; Dayton, D.C. (2003): *Preliminary screening: technical and economic assessment of synthesis gas to fuels and chemicals with emphasis on the potential for biomass-derived syngas*, NREL/TP-510-34929, National Renewable Energy Laboratory, December 2003.
- [Spengler, 1998] Spengler T. (1998): *Industrielles Stoffstrommanagement*. Erich Schmidt; Berlin.
- [SRI, 2005] SRI International. (2005): *PEP Yearbook International*. Menlo Park, California, USA.
- [SRI, 2006] SRI International. (2006): *PEP Yearbook International*. Menlo Park, California, USA.
- [Stallworthy, 1970] Stallworthy, E.A. (1970): The Viewpoint of a large Chemical Manufacturing Company, in: *The Chemical Engineer*, S.182 ff.
- [Steynberg et al, 1999] Steynberg, A.P.; Espinoza, R.L.; Jager B.; Vosloo, A.C.: *High temperature Fischer–Tropsch synthesis in commercial practice*. In: *Applied Catalysis, A: General*, 186/1,2, 41-54, 1999.
- [Tepper, 2005] Tepper, H. (2005): *Zur Vergasung von Rest- und Abfallholz in Wirbelschichtreaktoren für dezentrale Energieversorgungsanlagen*. Dissertation am Institut für Apparate- und Umwelttechnik der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg und des Fraunhofer Institutes für Fabrikbetrieb und -automatisierung Magdeburg. 2005.
- [Tijmensen et al., 2002] Tijmensen, M.; Faaij, A.; Van Hardeved, M.; Hamelinck, C. (2002): *Exploration of the possibilities for production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification*, *Biomass and Bioenergy* 23 (2002): 129-152.

- [Tijmensens, 2000] Tijmensens, M. (2000): *The production of Fischer Tropsch liquids and power through biomass gasification*. Dissertation am Department of Technology and Society der Universität Utrecht. Utrecht/Niederlande.
- [UFOP, 2007] Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen UFOP (2007): *Die aktuelle Biokraftstoff-Gesetzgebung*. Broschüre. Januar 2007.
- [Van der Laan, 1999] Van der Laan, G. P. (1999): *Kinetics, Selectivity and Scale Up of the Fischer-Tropsch Synthesis*. Dissertation an der Fakultät für Mathematik und Naturwissenschaften der Universität Groningen. Groningen/Niederlande. 1999.
- [VCI, 2007] Verband der Chemischen Industrie e.V. (2007): *Chemiewirtschaft in Zahlen 2007*. Band 49. Jahrgang 2007. Frankfurt: VCI.
- [Vogel et al., 2003] Vogel, A.; Kaltschnitt, M.; Bolhär-Nordenkampf, M.; Hofbauer, H. (2003): *Vergasung zur Kraftstoffbereitstellung – Grundsätzliche konzeptionelle Überlegungen* - Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 24, Internationale Tagung „Biomasse-Vergasung - Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung“, Leipzig, 2003.
- [Volkswagen, 2005] Volkswagen (2005): *SunFuel® – der Weg zur nachhaltigen Mobilität*. Volkswagen AG. September 2005.
- [Von Felde, 2008] Von Felde, A. (2008): *Status und Innovationen von Energiepflanzen*. KWS SAAT AG Einbeck, 31.01.2008.
- [Wildt, 2007] Wildt, R. (2007): *Erdgas als Kraftstoff“ –die ökologische Alternative*. Vortrag gehalten in Tag des Fuhrparkmanagements, IHK Nord Westfalen, 20. November 2007 in Coesfeld.
- [Wilson, 1971] Wilson, G.T. (1971): in *British Chemical Engineering and Process Technology*, October 1971, S.931 ff.
- [WinSim Inc., 2008] WinSim Inc. (2008) Internetpräsentation der Firma WinSim. Inc und ihrer Software DESIGN II <http://www.winsim.com/> (Abgerufen im März 2008)



- 
- [WTW, 2006] Well-to-Wheel Report (2006): *Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*. Bericht von EUCAR, CONCAWE and JRC, März 2007, Version 2c.
- [Zäpfel, 1989] Zäpfel, G. (1989): *Taktisches Produktions-Management*, de Gruyter, Berlin.

## Anhang A Weitere Ergebnisse der Stoff- und Energiebilanzierung

Tabelle A.1: Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte für *Waldrestholz - dezentrale Anordnung 2 Standorte*

Anlagenkomponenten	Charakteristische Dimension	
	Wert	Einheit
<b>Aufbereitung</b>		
Fördertechnik an Konversionsanlage	113,35	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Lagerung	113,35	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zerkleinerung	113,35	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Trocknung	113,35	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zuführsystem	53,32	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Pyrolyse 5 x 46 MW <sub>th</sub>	53,32	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
BHKW	62,00	MW <sub>th</sub>
<b>Vergasung</b>		
Flugstromvergaser (430 MW <sub>th</sub> )	77	t Slurry/h
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	701	t/Tag O <sub>2</sub>
Sauerstoffverdichter	1,92	MW <sub>el</sub>
<b>Syngasreinigung</b>		
Zyklon	6,16	m <sup>3</sup> /s Gas
Wärmetauscher	51	MW <sub>th</sub>
Gewebefilter	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas
Wasserwäscher	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas
Selexol CO <sub>2</sub> -Wäsche	2000	kmol/h CO <sub>2</sub>
Guard beds (ZnO)	1,76	m <sup>3</sup> /s Gas
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>		
CO-Konvertierung	4000	kmol/h CO+H <sub>2</sub>
PSA-Anlage	100	kmol/h Zugabe
Verdichter	3,20	MW <sub>el</sub>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>		
Festbettreaktor FT 25 bar	586	m <sup>3</sup>
Wärmetauscher	30,16	MW <sub>th</sub>
Product upgrading	18,80	m <sup>3</sup> /h FT-Produkt
<b>Stromerzeugung</b>		
Wärmetauscher	61,04	MW <sub>th</sub>
Gasturbine und Dampferzeuger	13,52	MW <sub>el</sub>
Dampfturbine und Kreislauf	44,48	MW <sub>el</sub>

**Tabelle A.2: Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte für *Waldrestholz* - *dezentrale Anordnung 20 Standorte***

Anlagenkomponenten	Charakteristische Dimension	
	Wert	Einheit
<b>Aufbereitung</b>		
Fördertechnik an Konversionsanlage	11,34	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Lagerung	11,34	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zerkleinerung	11,34	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Trocknung	11,34	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zuführsystem	5,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Pyrolyse 5 x 46 MW <sub>th</sub>	5,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
BHKW	6,20	MW <sub>th</sub>
<b>Vergasung</b>		
Flugstromvergaser (430 MW <sub>th</sub> )	77	t Slurry/h
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	701	t/Tag O <sub>2</sub>
Sauerstoffverdichter	1,92	MW <sub>el</sub>
<b>Syngasreinigung</b>		
Zyklon	6,16	m <sup>3</sup> /s Gas
Wärmetauscher	51	MW <sub>th</sub>
Gewebefilter	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas
Wasserwäscher	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas
Selexol CO <sub>2</sub> -Wäsche	2000	kmol/h CO <sub>2</sub>
Guard beds (ZnO)	1,76	m <sup>3</sup> /s Gas
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>		
CO-Konvertierung	4000	kmol/h CO+H <sub>2</sub>
PSA-Anlage	100	kmol/h Zugabe
Verdichter	3,20	MW <sub>el</sub>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>		
Festbettreaktor FT 25 bar	586	m <sup>3</sup>
Wärmetauscher	30,16	MW <sub>th</sub>
Product upgrading	18,80	m <sup>3</sup> /h FT-Produkt
<b>Stromerzeugung</b>		
Wärmetauscher	61,04	MW <sub>th</sub>
Gasturbine und Dampferzeuger	13,52	MW <sub>el</sub>
Dampfturbine und Kreislauf	44,48	MW <sub>el</sub>

**Tabelle A.3: Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte für Reststroh - dezentrale Anordnung 2 Standorte**

Anlagenkomponenten	Charakteristische Dimension	
	Wert	Einheit
<b>Aufbereitung</b>		
Fördertechnik an Konversionsanlage	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Lagerung	0,00	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zerkleinerung	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Trocknung	0,00	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zuführsystem	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Pyrolyse 5 x 55 MW <sub>th</sub>	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
<b>Vergasung</b>		
Flugstromvergaser (500 MW <sub>th</sub> )	91	t Slurry/h
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	830	t/Tag O <sub>2</sub>
Sauerstoffverdichter	2,28	MW <sub>el</sub>
<b>Syngasreinigung</b>		
Zyklon	7,32	m <sup>3</sup> /s Gas
Wärmetauscher	61	MW <sub>th</sub>
Gewebefilter	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas
Wasserwäscher	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas
Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2375	kmol/h CO <sub>2</sub>
Guard beds (ZnO)	3,80	m <sup>3</sup> /s Gas
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>		
CO-Konvertierung	4750	kmol/h CO+H <sub>2</sub>
PSA units A+B	119	kmol/h Zugabe
Verdichter	2,72	MW <sub>el</sub>
<b>Fischer Tropsch Produktion</b>		
Festbettreaktor FT 25 bar	696	m <sup>3</sup>
Wärmetauscher	35,82	MW <sub>th</sub>
Product upgrading	22,33	m <sup>3</sup> /h FT-Produkt
<b>Stromerzeugung</b>		
Wärmetauscher	72,49	MW <sub>th</sub>
Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>
Dampfturbine und Kreislauf	47,90	MW <sub>el</sub>

**Tabelle A.4: Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte für Reststroh - dezentrale Anordnung 10 Standorte**

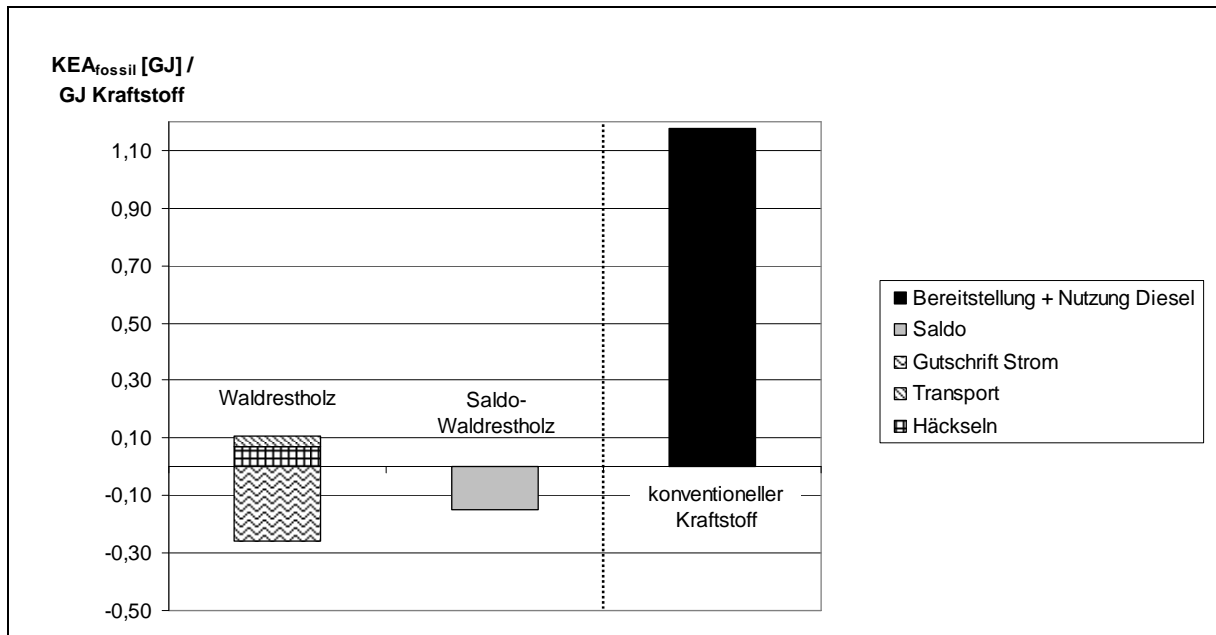
Anlagenkomponenten	Charakteristische Dimension	
	Wert	Einheit
<b>Aufbereitung</b>		
Fördertechnik an Konversionsanlage	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Lagerung	0,00	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zerkleinerung	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Trocknung	0,00	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zuführsystem	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Pyrolyse 55 MW <sub>th</sub>	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
<b>Vergasung</b>		
Flugstromvergaser (500 MW <sub>th</sub> )	91	t Slurry/h
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	830	t/Tag O <sub>2</sub>
Sauerstoffverdichter	2,28	MW <sub>el</sub>
<b>Syngasreinigung</b>		
Zyklon	7,32	m <sup>3</sup> /s Gas
Wärmetauscher	61	MW <sub>th</sub>
Gewebefilter	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas
Wasserwäscher	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas
Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2375	kmol/h CO <sub>2</sub>
Guard beds (ZnO)	3,80	m <sup>3</sup> /s Gas
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>		
CO-Konvertierung	4750	kmol/h CO+H <sub>2</sub>
PSA units A+B	119	kmol/h Zugabe
Verdichter	2,72	MW <sub>el</sub>
<b>Fischer Tropsch Produktion</b>		
Festbettreaktor FT 25 bar	696	m <sup>3</sup>
Wärmetauscher	35,82	MW <sub>th</sub>
Product upgrading	22,33	m <sup>3</sup> /h FT-Produkt
<b>Stromerzeugung</b>		
Wärmetauscher	72,49	MW <sub>th</sub>
Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>
Dampfturbine und Kreislauf	47,90	MW <sub>el</sub>

**Tabelle A.5: Kenngrößen der verschiedenen Prozessschritte für Reststroh- dezentrale Anordnung 20 Standorte**

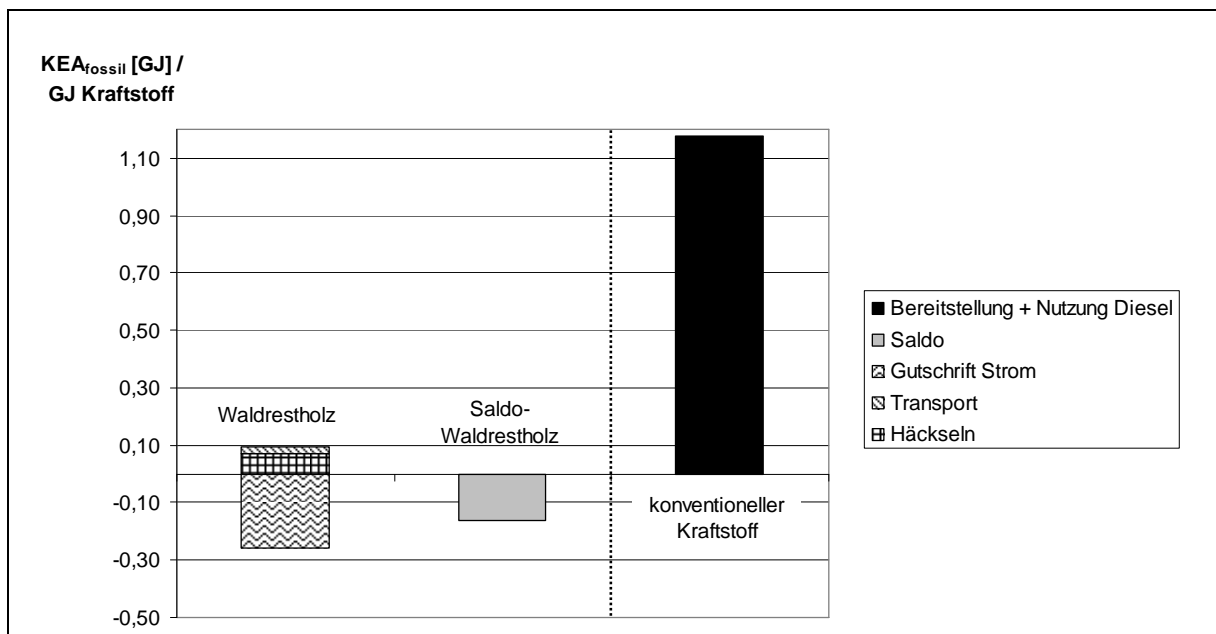
Anlagenkomponenten	Charakteristische Dimension	
	Wert	Einheit
<b>Aufbereitung</b>		
Fördertechnik an Konversionsanlage	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Lagerung	0,00	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zerkleinerung	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Trocknung	0,00	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Zuführsystem	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
Pyrolyse 5 x 55 MW <sub>th</sub>	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)
<b>Vergasung</b>		
Flugstromvergaser (500 MW <sub>th</sub> )	91	t Slurry/h
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	830	t/Tag O <sub>2</sub>
Sauerstoffverdichter	2,28	MW <sub>el</sub>
<b>Syngasreinigung</b>		
Zyklon	7,32	m <sup>3</sup> /s Gas
Wärmetauscher	61	MW <sub>th</sub>
Gewebefilter	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas
Wasserwäscher	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas
Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2375	kmol/h CO <sub>2</sub>
Guard beds (ZnO)	3,80	m <sup>3</sup> /s Gas
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>		
CO-Konvertierung	4750	kmol/h CO+H <sub>2</sub>
PSA units A+B	119	kmol/h Zugabe
Verdichter	2,72	MW <sub>el</sub>
<b>Fischer Tropsch Produktion</b>		
Festbettreaktor FT 25 bar	696	m <sup>3</sup>
Wärmetauscher	35,82	MW <sub>th</sub>
Product upgrading	22,33	m <sup>3</sup> /h FT-Produkt
<b>Stromerzeugung</b>		
Wärmetauscher	72,49	MW <sub>th</sub>
Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>
Dampfturbine und Kreislauf	47,90	MW <sub>el</sub>

**Anhang B Weitere Ergebnisse der Abschätzung der Umweltauswirkungen**

**B.1 Fossiler kumulierter Energieaufwand**



**Abbildung B.1:** Fossiler kumulierter Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselmotorkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 2 Standorte



**Abbildung B.2:** Fossiler kumulierter Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselmotorkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 10 Standorte

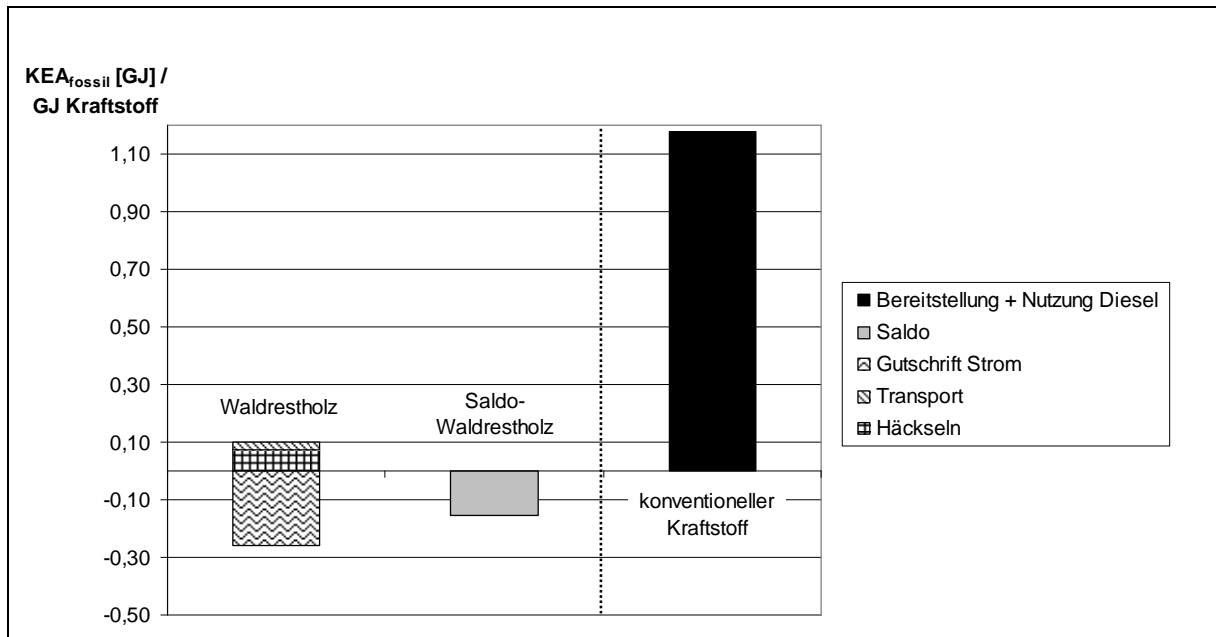


Abbildung B.3: Fossiler kumulierter Energieaufwand für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselpkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 20 Standorte

## B.2 Treibhauspotenzial

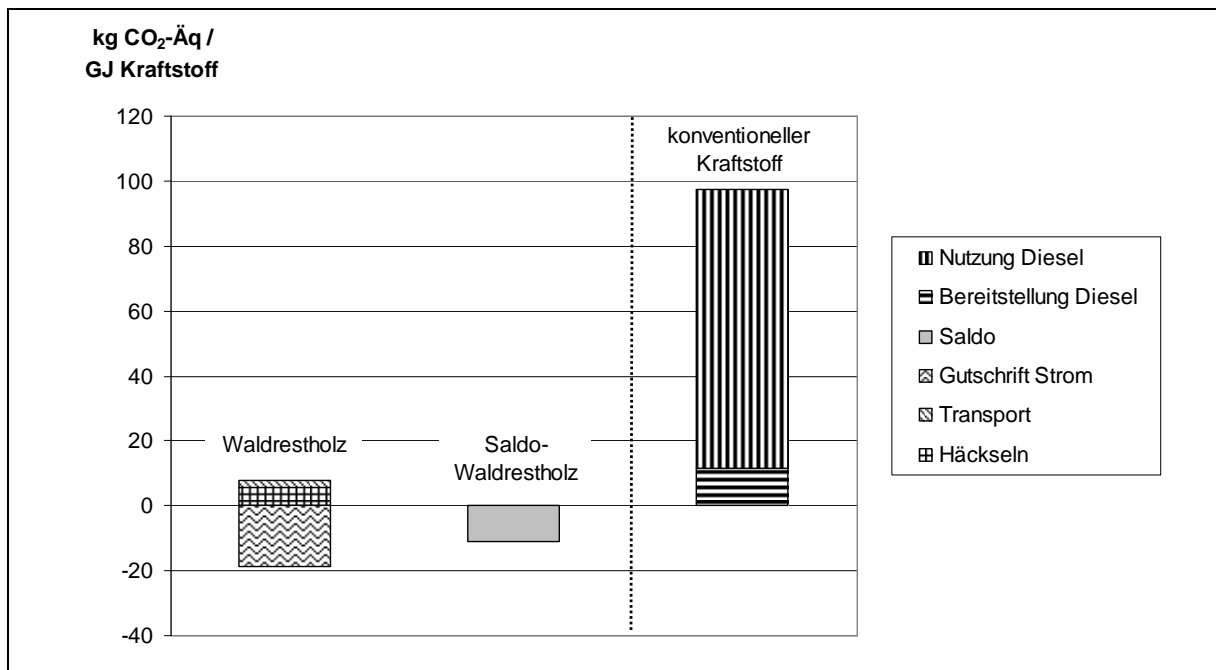
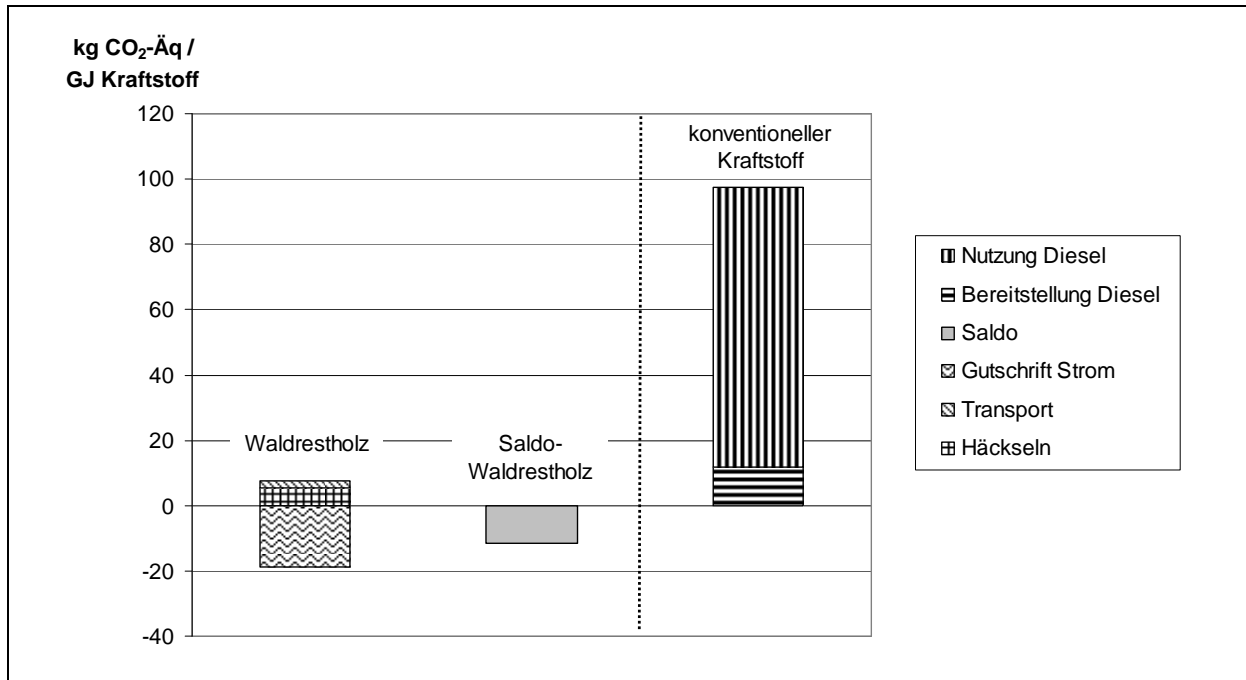
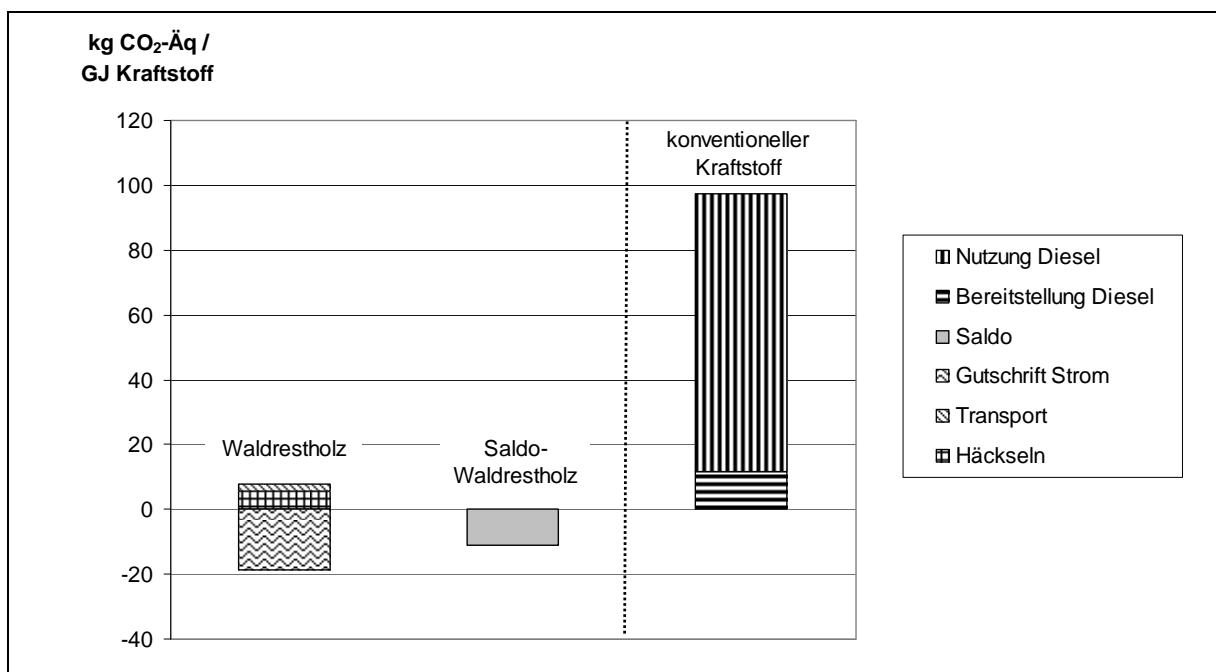


Abbildung B.4: Treibhausgasemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselpkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 2 Standorte



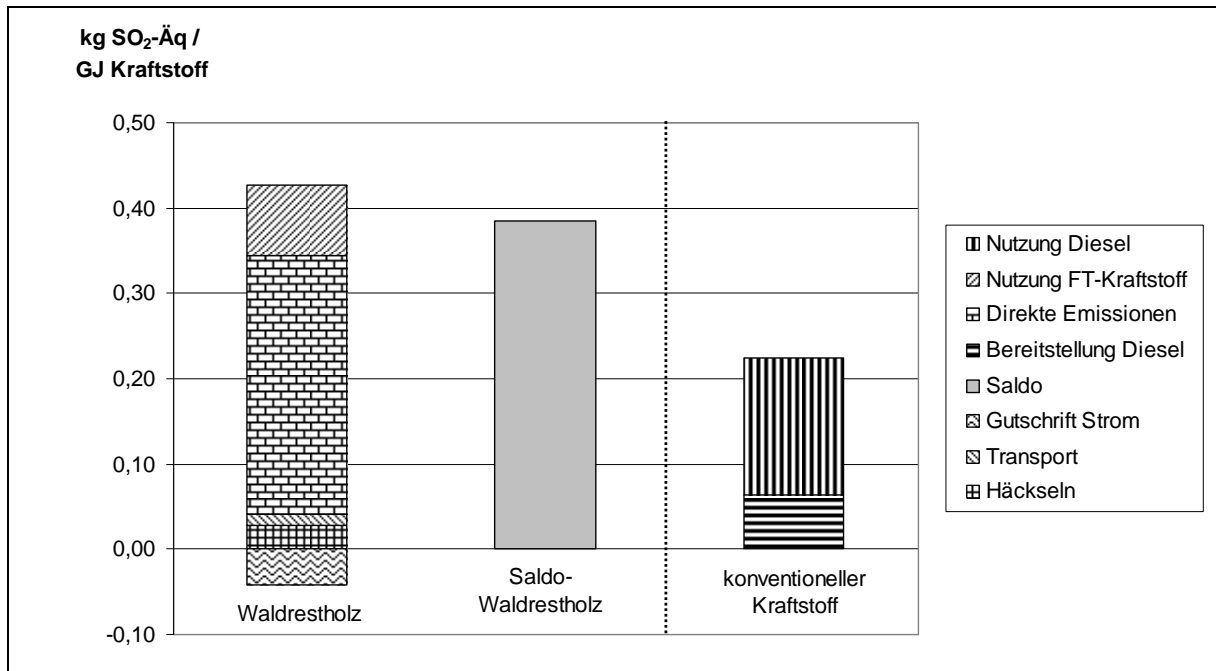


**Abbildung B.5:** Treibhausgasemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 10 Standorte

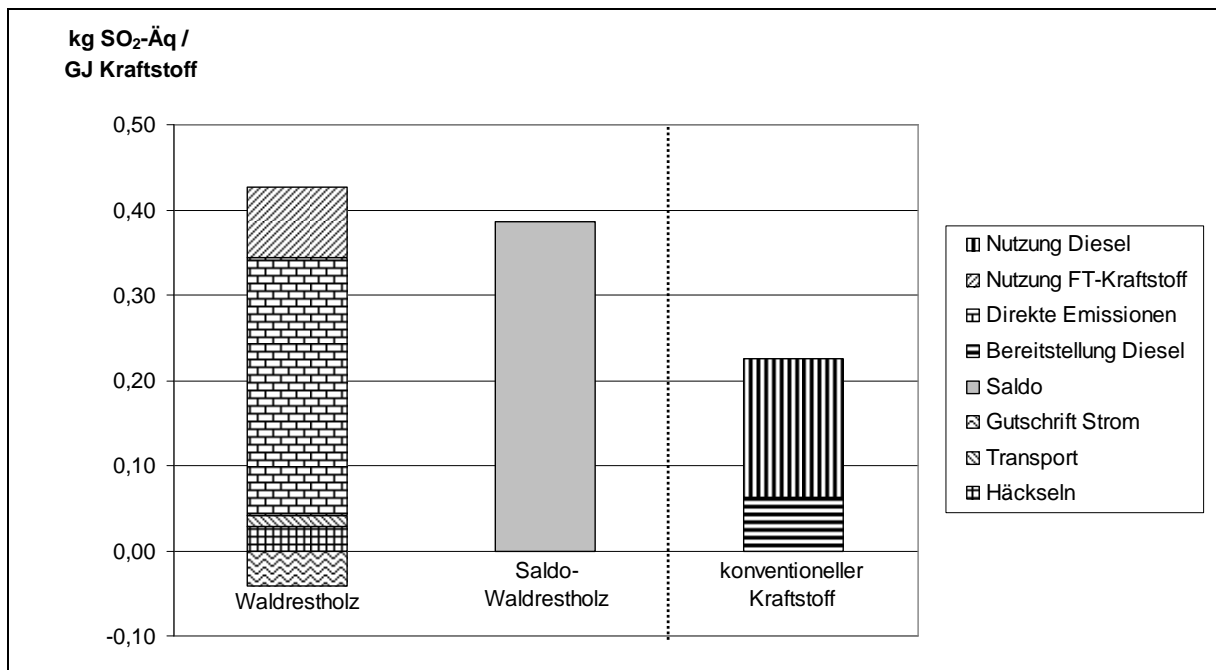


**Abbildung B.6:** Treibhausgasemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 20 Standorte

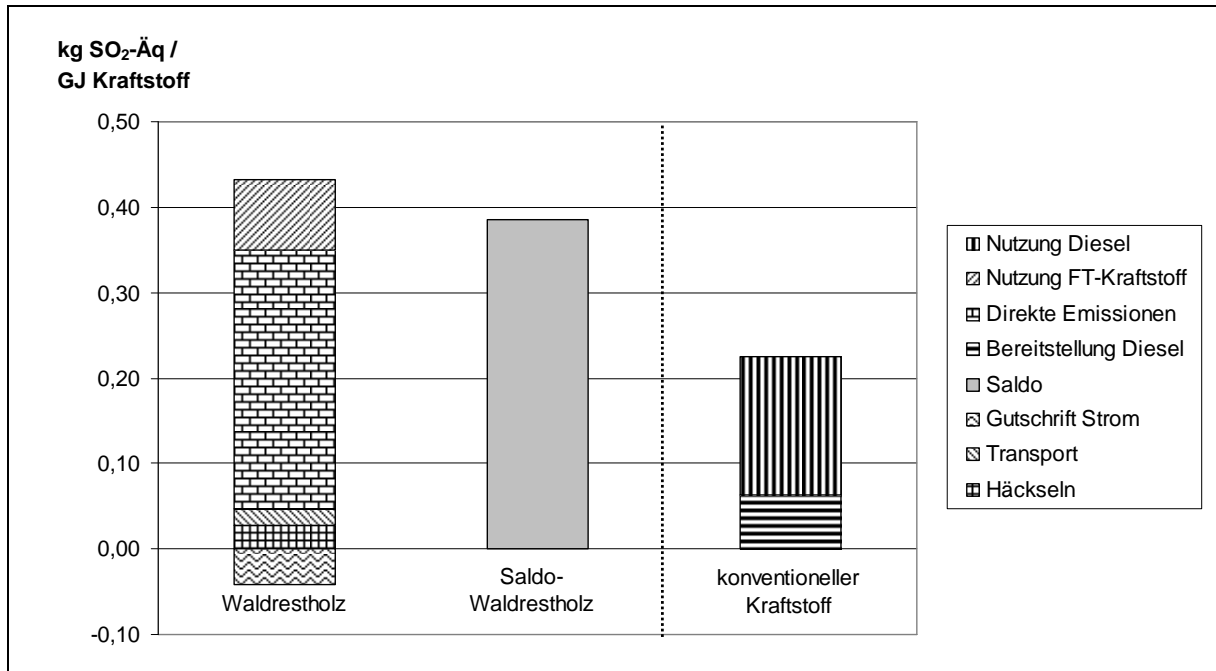
**B.3 Versauerungspotenzial**



**Abbildung B.7: Versauerungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung – 2 Standorte***

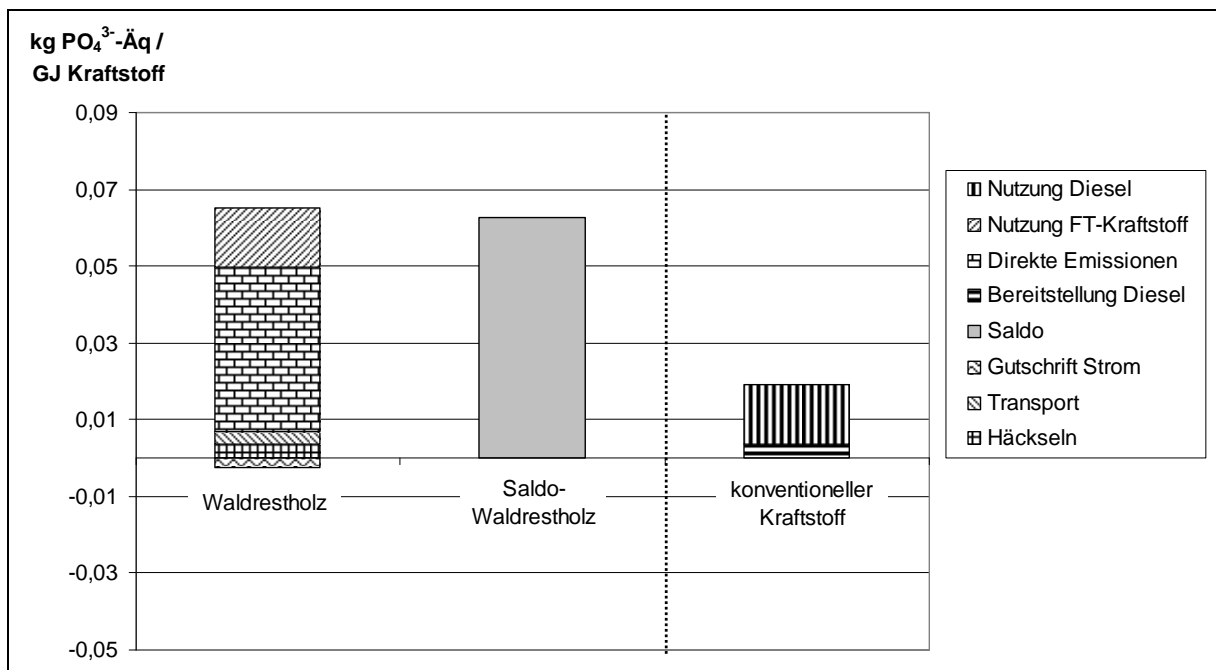


**Abbildung B.8: Versauerungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung – 10 Standorte***

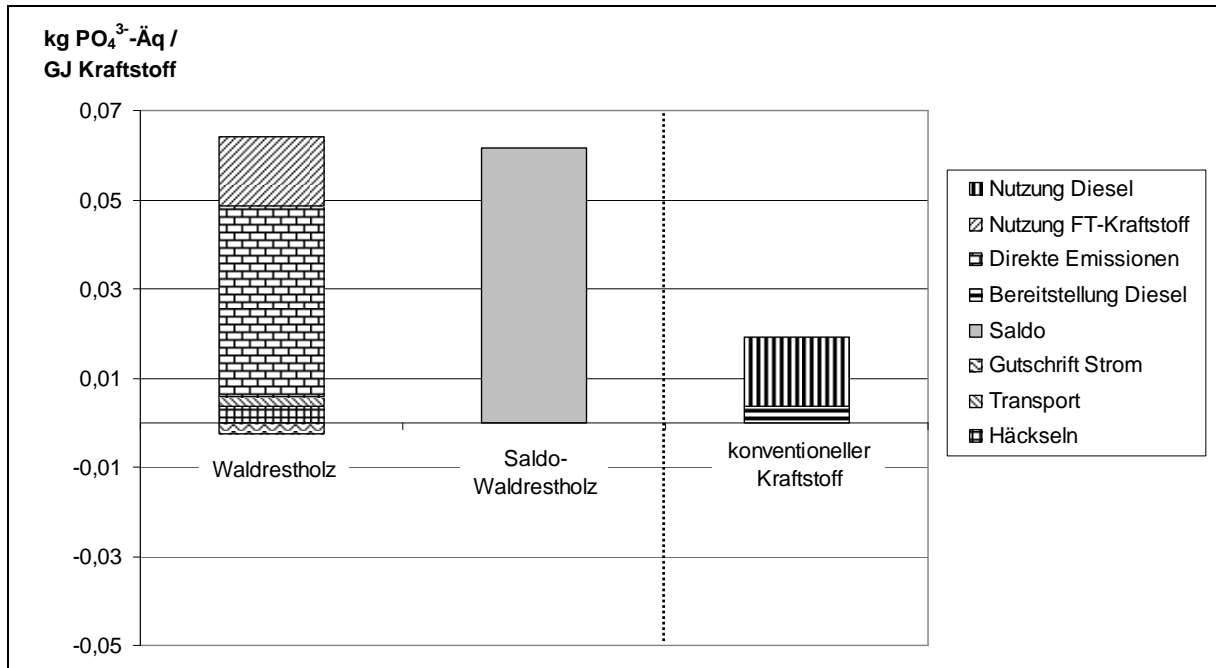


**Abbildung B.9: Versauerungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 20 Standorte**

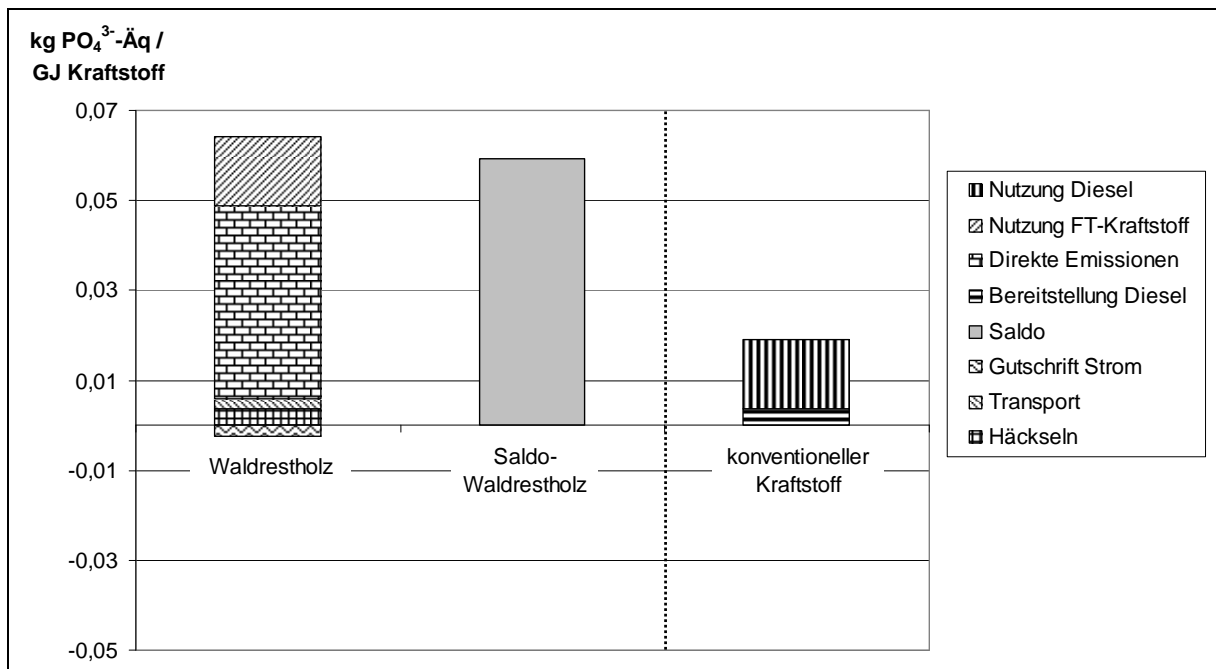
**B.4 Eutrophierungspotenzial**



**Abbildung B.10: Eutrophierungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 2 Standorte**



**Abbildung B.11: Eutrophierungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 10 Standorte**



**Abbildung B.12: Eutrophierungsemissionen für FT-Kraftstoffe aus Waldrestholz und für konventionellen Dieselkraftstoff – Szenario *dezentrale Anordnung* – 20 Standorte**

## Anhang C Weitere Ergebnisse der Kostenschätzung

**Tabelle C.1: Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario zentrale Vorbereitung für Waldrestholz**

Aus der Literatur					Aus der Stoff- und Energiebilanzierung			
Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größtendegradationexp. R	Ausgangskap. $Kap_0$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Verfahrensschritte	betrachtete Kapazität $Kap1$	Einheit Ausgangsgröße	Investition $I_1$ [M€ <sub>2002</sub> ]
<b>Aufbereitung</b>								
0,41	0,8	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Fördertechnik an Konversionsanlage	226,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>3,00</b>
1,16	0,65	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Lagerung	226,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>6,38</b>
0,48	0,6	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zerkleinerung	226,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>2,40</b>
8,5	0,8	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Trocknung	226,67	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>62,28</b>
0,48	1	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zuführsystem	133,28	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>3,03</b>
5,77	0,7	14,3	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2,08	Pyrolyse	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>91,63</b>
<b>Summe Aufbereitung (zentral)</b>								<b>168,73</b>
<b>Vergasung</b>								
100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	Flugstromvergaser	96,00	t/h Slurry	<b>105,13</b>
27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	876,71	t/Tag O <sub>2</sub>	<b>49,70</b>
18,1	0,85	13,2	MW	1,86	Sauerstoffverdichter	2,40	MW	<b>7,90</b>
<b>Summe Vergasung</b>								<b>162,74</b>
<b>Syngasreinigung</b>								
3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Zyklon	7,70	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,70</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	64,00	MW <sub>th</sub>	<b>7,98</b>
1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Gewebefilter	3,10	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,25</b>
3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Wasserwäscher	3,10	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,84</b>
63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2500	kmol CO <sub>2</sub> /h	<b>24,03</b>
0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	Guard beds	2,20	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>0,02</b>
<b>Summe Syngasreinigung</b>								<b>36,82</b>
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>								
12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	CO-Konvertierung	5000	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	<b>15,27</b>
32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	PSA units A+B	125,00	kmol feed/h	<b>2,64</b>
12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	Verdichter	4,00	MW <sub>el</sub>	<b>8,70</b>
<b>Summe Syngasweiterbearbeitung</b>								<b>26,61</b>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>								
17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	Festbett FT25 bar	732,87	m <sup>3</sup>	<b>77,87</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	37,70	MW <sub>th</sub>	<b>5,81</b>
233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	Product upgrading	23,50	m <sup>3</sup> FT/h	<b>40,52</b>
<b>Summe FT-Produktion</b>								<b>124,19</b>
<b>Stromerzeugung</b>								
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	76,30	MW <sub>th</sub>	<b>8,86</b>
22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>	<b>25,72</b>
5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	Dampfturbine und Kreislauf	37,60	MW <sub>el</sub>	<b>23,27</b>
<b>Summe Energieerzeugung</b>								<b>57,86</b>

**Tabelle C.2: Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario *dezentrale Vorbereitung* – 2 Standorte für *Waldrestholz***

Aus der Literatur					Aus der Stoff- und Energiebilanzierung			
Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größendegressionexp. R	Ausgangskap. $Kap_0$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Verfahrensschritte	betrachtete Kapazität $Kap_1$	Einheit Ausgangsgröße	Investition $I_1$ [M€ <sub>2002</sub> ]
					<b>Aufbereitung</b>			
0,41	0,8	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Fördertechnik an Konversionsanlage	113,33	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>3,19</b>
1,16	0,65	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Lagerung	113,33	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>6,78</b>
0,48	0,6	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zerkleinerung	113,33	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>2,55</b>
8,5	0,8	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Trocknung	113,33	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>66,18</b>
0,48	1	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zuführsystem	54,64	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>3,22</b>
5,77	0,70	14,3	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2,08	Pyrolyse	10,93	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>97,35</b>
12,50	0,7	12	MW <sub>th</sub>	1	Biomassekraftwerk	36,50	MW <sub>th</sub>	<b>78,92</b>
					<b>Summe Aufbereitung (dezentral 2 Standorte)</b>			
					<b>258,19</b>			
					<b>Vergasung</b>			
100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	Flugstromvergaser	76,80	t/h Slurry	<b>90,91</b>
27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	701,37	t/Tag O <sub>2</sub>	<b>42,04</b>
18,1	0,85	13,2	MW	1,86	Sauerstoffverdichter	1,92	MW	<b>6,54</b>
					<b>Summe Vergasung</b>			
					<b>139,49</b>			
					<b>Syngasreinigung</b>			
3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Zyklon	6,16	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,46</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	51,20	MW <sub>th</sub>	<b>7,03</b>
1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Gewebefilter	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,09</b>
3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Wasserwäscher	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,59</b>
63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2000	kmol CO <sub>2</sub> /h	<b>20,55</b>
0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	Guard beds	1,76	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>0,02</b>
					<b>Summe Syngasreinigung</b>			
					<b>31,74</b>			
					<b>Syngasweiterbearbeitung</b>			
12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	CO-Konvertierung	4000	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	<b>11,44</b>
32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	PSA units A+B	100	kmol feed/h	<b>2,26</b>
12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	Verdichter	3,20	MW <sub>el</sub>	<b>7,19</b>
					<b>Summe Syngasweiterbearbeitung</b>			
					<b>20,89</b>			
					<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>			
17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	Festbett FT25 bar	586,30	m <sup>3</sup>	<b>62,29</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	30,16	MW <sub>th</sub>	<b>5,12</b>
233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	Product upgrading	18,80	m <sup>3</sup> FT/h	<b>34,66</b>
					<b>Summe FT-Produktion</b>			
					<b>102,07</b>			
					<b>Stromerzeugung</b>			
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	61,04	MW <sub>th</sub>	<b>7,81</b>
22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	Gasturbine und Dampferzeuger	13,52	MW <sub>el</sub>	<b>25,39</b>
5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	Dampfturbine und Kreislauf	44,48	MW <sub>el</sub>	<b>30,20</b>
					<b>Summe Energieerzeugung</b>			
					<b>63,40</b>			

**Tabelle C.3: Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario dezentrale Vorbereitung – 20 Standorte für Waldrestholz**

Aus der Literatur					Aus der Stoff- und Energiebilanzierung			
Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größendegressionexp. R	Ausgangskap. $Kap_0$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Verfahrensschritte	betrachtete Kapazität $Kap1$	Einheit Ausgangsgröße	Investition $I_1$ [M€ <sub>2002</sub> ]
<b>Aufbereitung</b>								
0,41	0,8	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Fördertechnik an Konversionsanlage	11,33	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>6,89</b>
1,16	0,65	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Lagerung	11	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>22,94</b>
0,48	0,6	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zerkleinerung	11,33	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>10,02</b>
8,5	0,8	33,5	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Trocknung	11	t/h (50% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>142,87</b>
0,48	1	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zuführsystem	5,46	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>3,13</b>
11,99	0,7	14,3	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Pyrolyse	5,46	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>134,39</b>
12,50	0,7	12	MW <sub>th</sub>	1	Biomassekraftwerk	3,65	MW <sub>th</sub>	<b>135,45</b>
<b>Summe Aufbereitung (dezentral 20 Standorte)</b>								<b>455,69</b>
<b>Vergasung</b>								
100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	Flugstromvergaser	76,80	t/h Slurry	<b>91,00</b>
27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	701,37	t/Tag O <sub>2</sub>	<b>42,83</b>
18,1	0,85	13,2	MW	1,86	Sauerstoffverdichter	1,92	MW	<b>6,68</b>
<b>Summe Vergasung</b>								<b>140,51</b>
<b>Syngasreinigung</b>								
3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Zyklon	6,16	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,84</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	51,20	MW <sub>th</sub>	<b>8,34</b>
1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Gewebefilter	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,38</b>
3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Wasserwäscher	2,48	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>2,01</b>
63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2000	kmol CO <sub>2</sub> /h	<b>20,91</b>
0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	Guard beds	1,76	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>0,02</b>
<b>Summe Syngasreinigung</b>								<b>34,50</b>
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>								
12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	CO-Konvertierung	4000	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	<b>13,42</b>
32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	PSA units A+B	100	kmol feed/h	<b>2,30</b>
12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	Verdichter	3	MW <sub>el</sub>	<b>7,35</b>
<b>Summe Syngasweiterbearbeitung</b>								<b>23,07</b>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>								
17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	Festbett FT25 bar	586,30	m <sup>3</sup>	<b>67,61</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	30,16	MW <sub>th</sub>	<b>6,07</b>
233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	Product upgrading	18,80	m <sup>3</sup> FT/h	<b>35,26</b>
<b>Summe FT-Produktion</b>								<b>108,94</b>
<b>Stromerzeugung</b>								
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	61,04	MW <sub>th</sub>	<b>9,27</b>
22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	Gasturbine und Dampferzeuger	13,52	MW <sub>el</sub>	<b>28,10</b>
5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	Dampfturbine und Kreislauf	44,48	MW <sub>el</sub>	<b>26,87</b>
<b>Summe Energieerzeugung</b>								<b>64,24</b>

**Tabelle C.4: Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario zentrale Vorbereitung für Reststroh**

Aus der Literatur					Aus der Stoff- und Energiebilanzierung			
Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größendegressionexp. $R$	Ausgangskap. $Kap_0$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Verfahrensschritte	betrachtete Kapazität $Kap1$	Einheit Ausgangsgröße	Investition $I_1$ [M€ <sub>2002</sub> ]
<b>Aufbereitung</b>								
0,41	0,8	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Fördertechnik an Konversionsanlage	133,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>1,97</b>
1,16	0,65	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Lagerung	0	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>0,00</b>
0,48	0,6	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zerkleinerung	133,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>1,75</b>
8,5	0,8	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Trocknung	0	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>0,00</b>
0,48	1	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zuführsystem	133,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>3,04</b>
5,77	0,7	14,3	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2,08	Pyrolyse	133,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>88,50</b>
<b>Summe Aufbereitung (zentral)</b>								<b>95,26</b>
<b>Vergasung</b>								
100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	Flugstromvergaser	91,20	t/h Slurry	<b>101,42</b>
27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	832,88	t/Tag O <sub>2</sub>	<b>47,83</b>
18,1	0,85	13,2	MW	1,86	Sauerstoffverdichter	2,28	MW	<b>7,57</b>
<b>Summe Vergasung</b>								<b>156,82</b>
<b>Syngasreinigung</b>								
3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Zyklon	7,32	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,63</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	60,80	MW <sub>th</sub>	<b>7,92</b>
1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Gewebefilter	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,21</b>
3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Wasserwäscher	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,78</b>
63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2375	kmol CO <sub>2</sub> /h	<b>23,18</b>
0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	Guard beds	3,80	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>0,03</b>
<b>Summe Syngasreinigung</b>								<b>35,75</b>
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>								
12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	CO-Konvertierung	4750	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	<b>14,77</b>
32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	PSA units A+B	118,75	kmol feed/h	<b>2,55</b>
12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	Verdichter	3,80	MW <sub>el</sub>	<b>8,33</b>
<b>Summe Syngasweiterbearbeitung</b>								<b>25,64</b>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>								
17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	Festbett FT25 bar	600,96	m <sup>3</sup>	<b>73,97</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	30,91	MW <sub>th</sub>	<b>6,63</b>
233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	Product upgrading	19,27	m <sup>3</sup> FT/h	<b>39,09</b>
<b>Summe FT-Produktion</b>								<b>119,69</b>
<b>Stromerzeugung</b>								
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	72,49	MW <sub>th</sub>	<b>10,12</b>
22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>	<b>25,81</b>
5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	Dampfturbine und Kreislauf	47,90	MW <sub>el</sub>	<b>27,66</b>
<b>Summe Energieerzeugung</b>								<b>63,59</b>



**Tabelle C.5: Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario dezentrale Vorbereitung – 2 Standorte für Reststroh**

Aus der Literatur					Aus der Stoff- und Energiebilanzierung			
Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größendegressionsexp. $R$	Ausgangskap. $Kap_0$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Verfahrensschritte	betrachtete Kapazität $Kap1$	Einheit Ausgangsgröße	Investition $I_1$ [M€ <sub>2002</sub> ]
<b>Aufbereitung</b>								
0,41	0,8	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Fördertechnik an Konversionsanlage	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2,36
1,16	0,65	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Lagerung	0	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	0,00
0,48	0,6	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zerkleinerung	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2,41
8,5	0,8	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Trocknung	0	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	0,00
0,48	1	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zuführsystem	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	3,17
5,77	0,7	14,3	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2,08	Pyrolyse	66,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	92,39
<b>Summe Aufbereitung (dezentral 2 Standorte)</b>								<b>100,33</b>
<b>Vergasung</b>								
100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	Flugstromvergaser	91,20	t/h Slurry	101,42
27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	832,88	t/Tag O <sub>2</sub>	47,83
18,1	0,85	13,2	MW	1,86	Sauerstoffverdichter	2,28	MW	7,57
<b>Summe Vergasung</b>								<b>156,82</b>
<b>Syngasreinigung</b>								
3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Zyklon	7,32	m <sup>3</sup> /s Gas	1,63
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	60,80	MW <sub>th</sub>	7,92
1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Gewebefilter	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas	1,21
3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Wasserwäscher	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas	1,78
63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2375	kmol CO <sub>2</sub> /h	23,18
0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	Guard beds	3,80	m <sup>3</sup> /s Gas	0,03
<b>Summe Syngasreinigung</b>								<b>35,75</b>
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>								
12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	CO-Konvertierung	4750	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	14,77
32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	PSA units A+B	118,75	kmol feed/h	2,55
12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	Verdichter	3,80	MW <sub>el</sub>	8,33
<b>Summe Syngasweiterbearbeitung</b>								<b>25,64</b>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>								
17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	Festbett FT25 bar	600,96	m <sup>3</sup>	73,97
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	30,91	MW <sub>th</sub>	6,63
233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	Product upgrading	19,27	m <sup>3</sup> FT/h	39,09
<b>Summe FT-Produktion</b>								<b>119,69</b>
<b>Stromerzeugung</b>								
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	72,49	MW <sub>th</sub>	10,12
22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>	25,81
5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	Dampfturbine und Kreislauf	47,90	MW <sub>el</sub>	27,66
<b>Summe Energieerzeugung</b>								<b>63,59</b>

**Tabelle C.6: Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario dezentrale Vorbereitung – 10 Standorte für Reststroh**

Aus der Literatur					Aus der Stoff- und Energiebilanzierung			
Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größtendegressionexp. $R$	Ausgangskap. $Kap_0$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Verfahrensschritte	betrachtete Kapazität $Kap1$	Einheit Ausgangsgröße	Investition $I_1$ [M€ <sub>2002</sub> ]
<b>Aufbereitung</b>								
0,41	0,8	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Fördertechnik an Konversionsanlage	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>4,13</b>
1,16	0,65	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Lagerung	0	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>0,00</b>
0,48	0,6	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zerkleinerung	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>5,81</b>
8,5	0,8	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Trocknung	0	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>0,00</b>
0,48	1	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zuführsystem	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>4,02</b>
5,77	0,7	14,3	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2,08	Pyrolyse	13,33	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>116,97</b>
<b>Summe Aufbereitung (dezentral 10 Standorte)</b>								<b>130,92</b>
<b>Vergasung</b>								
100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	Flugstromvergaser	91,20	t/h Slurry	<b>101,42</b>
27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	832,88	t/Tag O <sub>2</sub>	<b>47,83</b>
18,1	0,85	13,2	MW	1,86	Sauerstoffverdichter	2,28	MW	<b>7,57</b>
<b>Summe Vergasung</b>								<b>156,82</b>
<b>Syngasreinigung</b>								
3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Zyklon	7,32	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,63</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	60,80	MW <sub>th</sub>	<b>7,92</b>
1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Gewebefilter	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,21</b>
3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Wasserwäscher	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,78</b>
63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2375	kmol CO <sub>2</sub> /h	<b>23,18</b>
0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	Guard beds	3,80	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>0,03</b>
<b>Summe Syngasreinigung</b>								<b>35,75</b>
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>								
12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	CO-Konvertierung	4750	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	<b>14,77</b>
32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	PSA units A+B	118,75	kmol feed/h	<b>2,55</b>
12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	Verdichter	3,80	MW <sub>el</sub>	<b>8,33</b>
<b>Summe Syngasweiterbearbeitung</b>								<b>25,64</b>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>								
17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	Festbett FT25 bar	600,96	m <sup>3</sup>	<b>73,97</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	30,91	MW <sub>th</sub>	<b>6,63</b>
233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	Product upgrading	19,27	m <sup>3</sup> FT/h	<b>39,09</b>
<b>Summe FT-Produktion</b>								<b>119,69</b>
<b>Stromerzeugung</b>								
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	72,49	MW <sub>th</sub>	<b>10,12</b>
22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	Gasturbine und Dampferzeuger	16,90	MW <sub>el</sub>	<b>25,81</b>
5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	Dampfturbine und Kreislauf	47,90	MW <sub>el</sub>	<b>27,66</b>
<b>Summe Energieerzeugung</b>								<b>63,59</b>

**Tabelle C.6: Investition für jeden Verfahrensschritt - Ausgangsdaten aus der Literatur und berechnete Investition – Szenario dezentrale Vorbereitung – 20 Standorte für Reststroh**

Aus der Literatur					Aus der Stoff- und Energiebilanzierung			
Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größendegressionexp. R	Ausgangskap. $Kap_0$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Verfahrensschritte	betrachtete Kapazität $Kap1$	Einheit Ausgangsgröße	Investition $I_1$ [M€ <sub>2002</sub> ]
<b>Aufbereitung</b>								
0,41	0,8	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Fördertechnik an Konversionsanlage	6,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>5,78</b>
1,16	0,65	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Lagerung	0	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>0</b>
0,48	0,6	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zerkleinerung	6,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>9,35</b>
8,5	0,8	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Trocknung	0	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>0</b>
0,48	1	33,5	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2	Zuführsystem	6,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>4,90</b>
5,77	0,7	14,3	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	2,08	Pyrolyse	6,67	t/h (15% H <sub>2</sub> O-Gehalt)	<b>160,45</b>
<b>Summe Aufbereitung (dezentral 20 Standorte)</b>								<b>180,48</b>
<b>Vergasung</b>								
100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	Flugstromvergaser	91,2	t/h Slurry	<b>101,42</b>
27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	832,88	t/Tag O <sub>2</sub>	<b>47,83</b>
18,1	0,85	13,2	MW	1,86	Sauerstoffverdichter	2,28	MW	<b>7,57</b>
<b>Summe Vergasung</b>								<b>156,82</b>
<b>Syngasreinigung</b>								
3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Zyklon	7,315	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,63</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	60,8	MW <sub>th</sub>	<b>7,92</b>
1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Gewebefilter	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,21</b>
3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	Wasserwäscher	2,95	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>1,78</b>
63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	2375	kmol CO <sub>2</sub> /h	<b>23,18</b>
0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	Guard beds	3,8	m <sup>3</sup> /s Gas	<b>0,03</b>
<b>Summe Syngasreinigung</b>								<b>35,75</b>
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>								
12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	CO-Konvertierung	4750	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	<b>14,77</b>
32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	PSA units A+B	118,75	kmol feed/h	<b>2,55</b>
12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	Verdichter	3,8	MW <sub>el</sub>	<b>8,33</b>
<b>Summe Syngasweiterbearbeitung</b>								<b>25,64</b>
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>								
17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	Festbett FT25 bar	600,96	m <sup>3</sup>	<b>73,97</b>
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	30,91	MW <sub>th</sub>	<b>6,63</b>
233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	Product upgrading	19,27	m <sup>3</sup> FT/h	<b>39,09</b>
<b>Summe FT-Produktion</b>								<b>119,69</b>
<b>Stromerzeugung</b>								
8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	Wärmetauscher	72,485	MW <sub>th</sub>	<b>10,12</b>
22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	Gasturbine und Dampferzeuger	16,9	MW <sub>el</sub>	<b>25,81</b>
5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	Dampfturbine und Kreislauf	47,9	MW <sub>el</sub>	<b>27,66</b>
<b>Summe Energieerzeugung</b>								<b>63,59</b>

Tabelle C.7: Quelle der Ausgangsdaten

Verfahrensschritte	Ausgangsbasisinvest. $I_0$ [M€ <sub>2002</sub> ]	Größendegressionexp. R	Ausgangskap. $K_{ap0}$	Einheit Ausgangsgröße	Overall installation factor	Quelle
<b>Aufbereitung</b>						
Fördertechnik an Konversionsanlage	0,41	0,8	33,5	Nasstonnen/h	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Lagerung	1,16	0,65	33,5	Nasstonnen/h	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Zerkleinerung	0,48	0,6	33,5	Nasstonnen/h	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Trocknung	8,5	0,8	33,5	Nasstonnen/h	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Zuführsystem	0,48	1	33,5	Nasstonnen/h	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Pyrolyse	11,99	0,7	14,3	Nasstonnen/h	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Biomassekraftwerk	12,50	0,7	12	MW <sub>th</sub>	1	[Seißler, 2007]
<b>Vergasung</b>						
Flugstromvergaser	100	0,7	78	Tonne Slurry/h	1	[Henrich und Dinjus, 2003], [Caraballo, 2007], <b>Expertschätzung</b>
Luftzerlegung 99,5% O <sub>2</sub>	27,9	0,75	576	Tonnen/Tag O <sub>2</sub>	1,3	[Tijmensen et al., 2002], [Hamelinck, 2004]
Sauerstoffverdichter	18,1	0,85	13,2	MW	1,86	[Hamelinck, 2004]
<b>Syngasreinigung</b>						
Zyklon	3	0,7	34,2	m <sup>3</sup> /s Gas	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Wärmetauscher	8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	[Hamelinck, 2004]
Gewebefilter	1,9	0,65	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Wasserwäscher	3	0,7	12,1	m <sup>3</sup> /s Gas	2	[Faaij et al., 1995], [Hamelinck, 2004]
Selexol CO <sub>2</sub> Wäsche	63	0,7	9909	kmol CO <sub>2</sub> /h	1	[Hamelinck, 2004]
Guard beds	0,024	1	8	m <sup>3</sup> /s Gas	3	[Hamelinck, 2004]
<b>Syngasweiterbearbeitung</b>						
CO-Konvertierung	12,2	0,65	8819	kmol CO+H <sub>2</sub> /h	1,81	[Hamelinck, 2004], <b>Expertschätzung</b>
PSA units A+B	32,6	0,7	9600	kmol feed/h	1,69	[Hamelinck, 2004]
Verdichter	12,9	0,85	13,2	MW <sub>el</sub>	1,86	[Hamelinck, 2004]
<b>Fischer-Tropsch-Produktion</b>						
Festbett FT25 bar	17	1	208	m <sup>3</sup>	1,3	[Hamelinck, 2004]
Wärmetauscher	8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	[Hamelinck, 2004]
Product upgrading	233	0,7	286	m <sup>3</sup> FT/h	1	[Dimming und Olschar, 2003]
<b>Stromerzeugung</b>						
Wärmetauscher	8,1	0,6	138,1	MW <sub>th</sub>	1,84	[Hamelinck, 2004]
Gasturbine und Dampferzeuger	22	0,7	26,3	MW <sub>el</sub>	2	[Dimming und Olschar, 2003]
Dampfturbine und Kreislauf	5,9	0,7	10,3	MW <sub>el</sub>	2	[Dimming und Olschar, 2003]

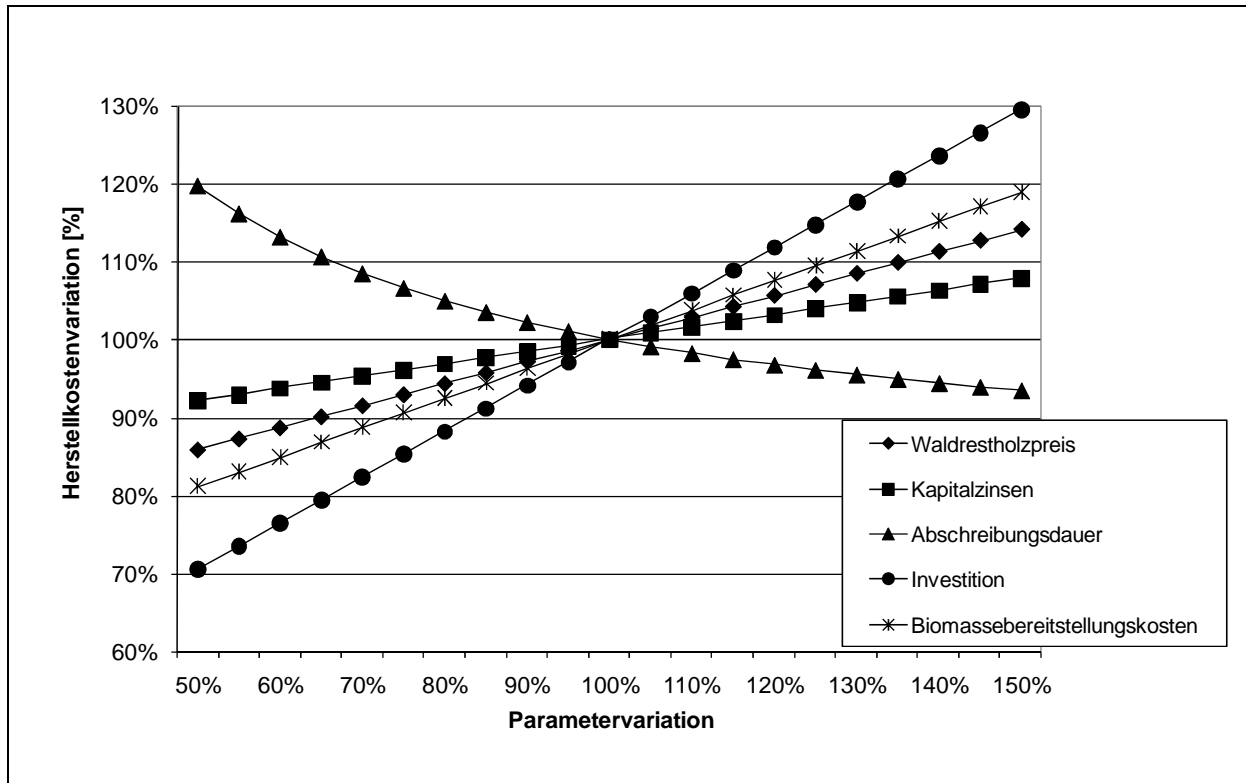


Abbildung C.1: Sensitivitätsanalyse für das Szenario *dezentrale Anordnung* – 2 Standorte für den Einsatzstoff Waldrestholz

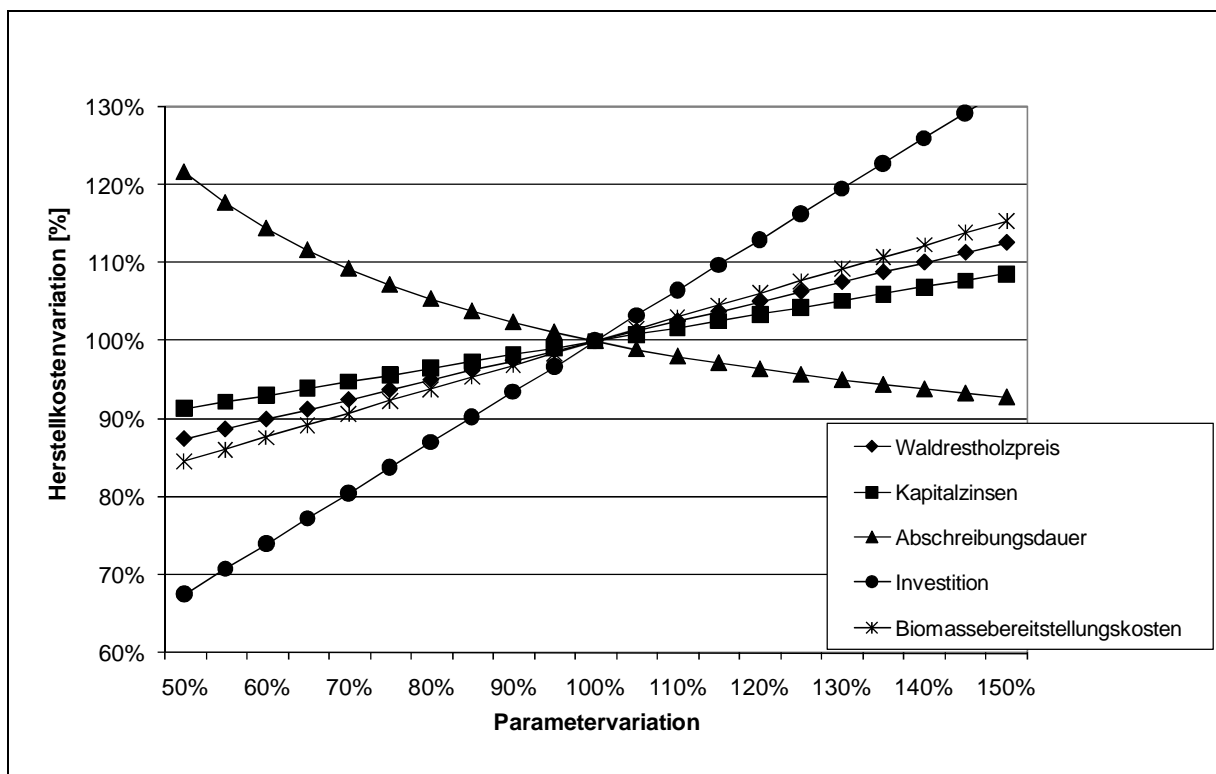


Abbildung C.2: Sensitivitätsanalyse für das Szenario *dezentrale Anordnung* – 10 Standorte für den Einsatzstoff Waldrestholz

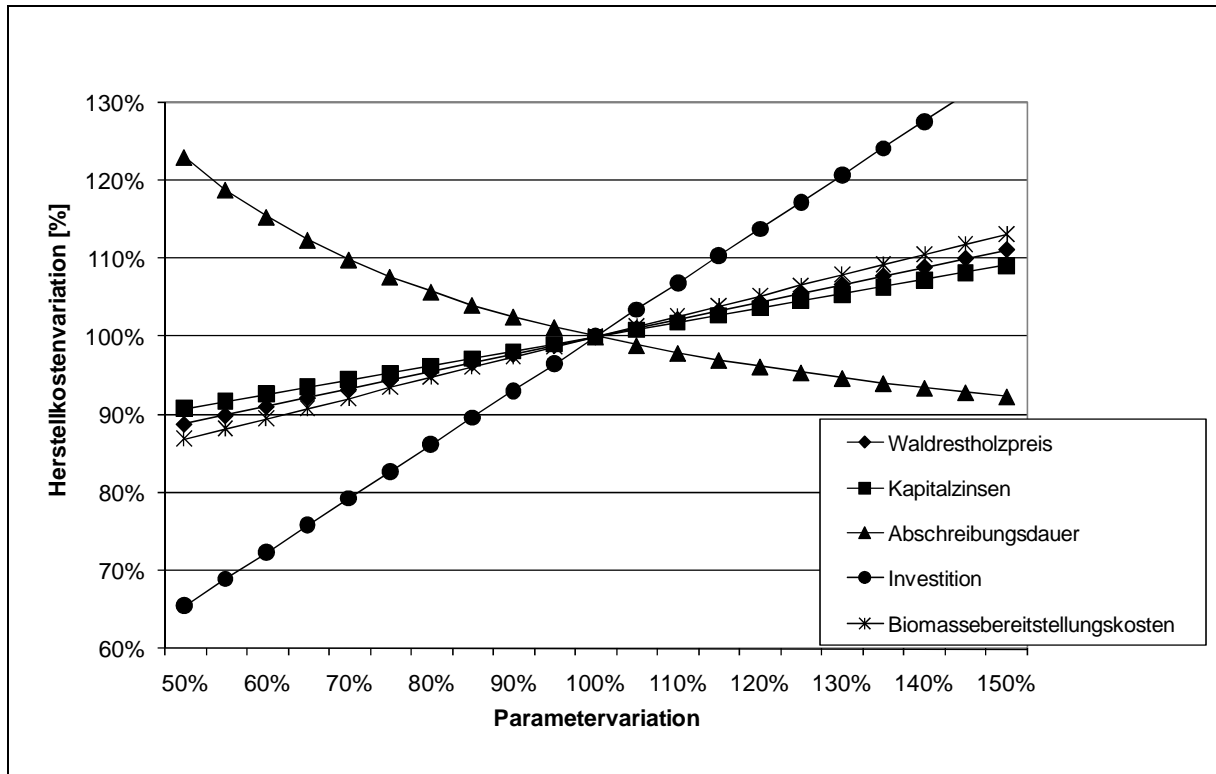


Abbildung C.3: Sensitivitätsanalyse für das Szenario *dezentrale Anordnung* – 20 Standorte für den Einsatzstoff Waldrestholz

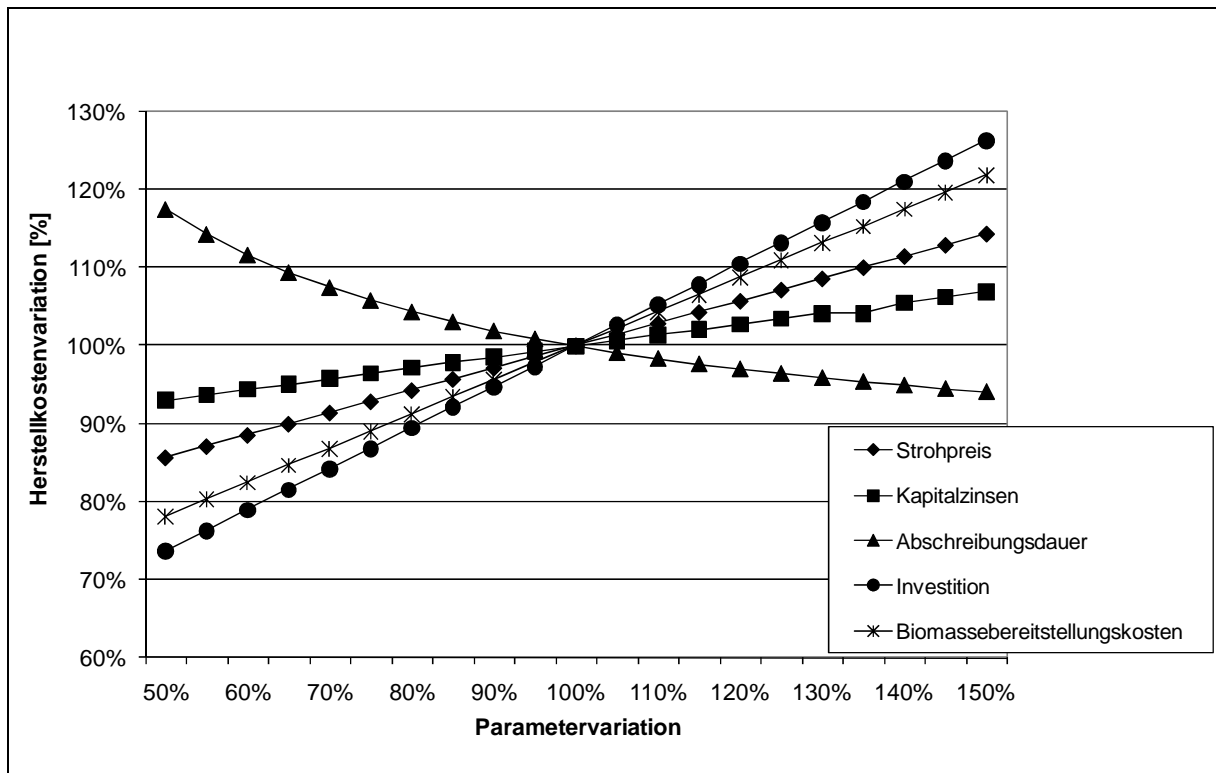


Abbildung C.4: Sensitivitätsanalyse für das Szenario *dezentrale Anordnung* – 2 Standorte für den Einsatzstoff Reststroh

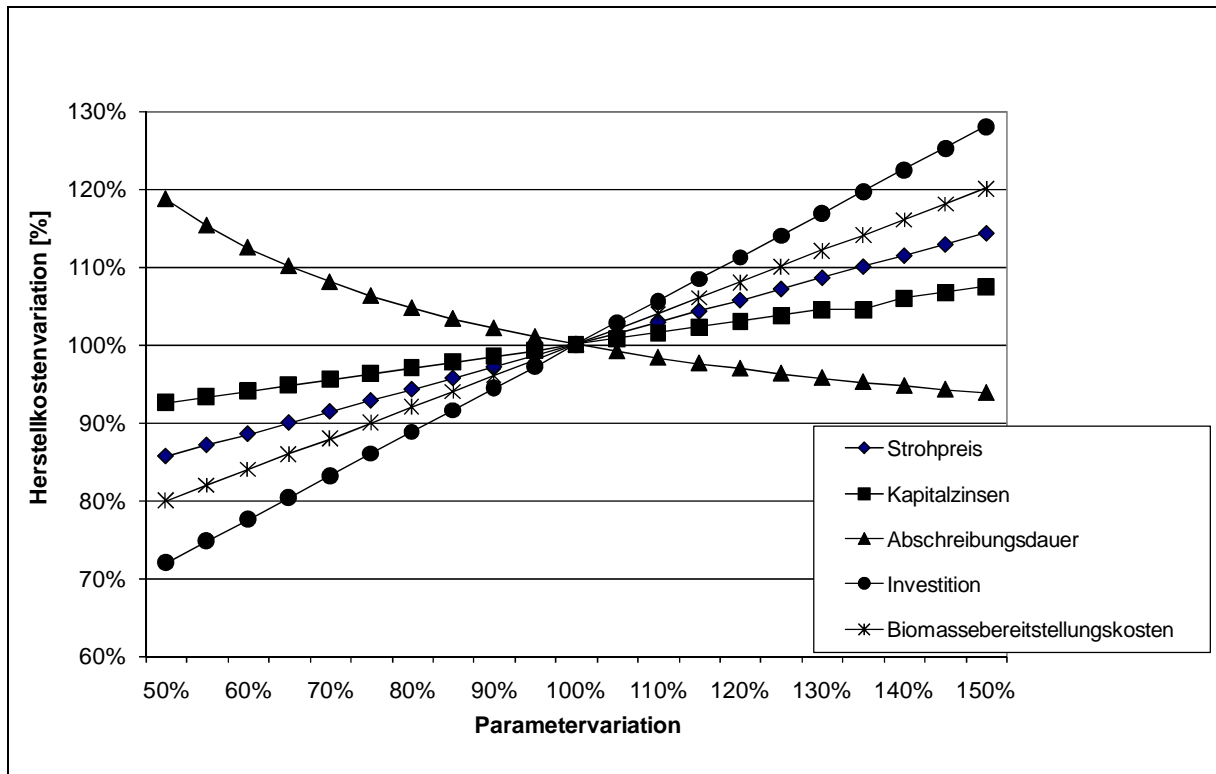


Abbildung C.5: Sensitivitätsanalyse für das Szenario *dezentrale Anordnung* – 10 Standorte für den Einsatzstoff Reststroh

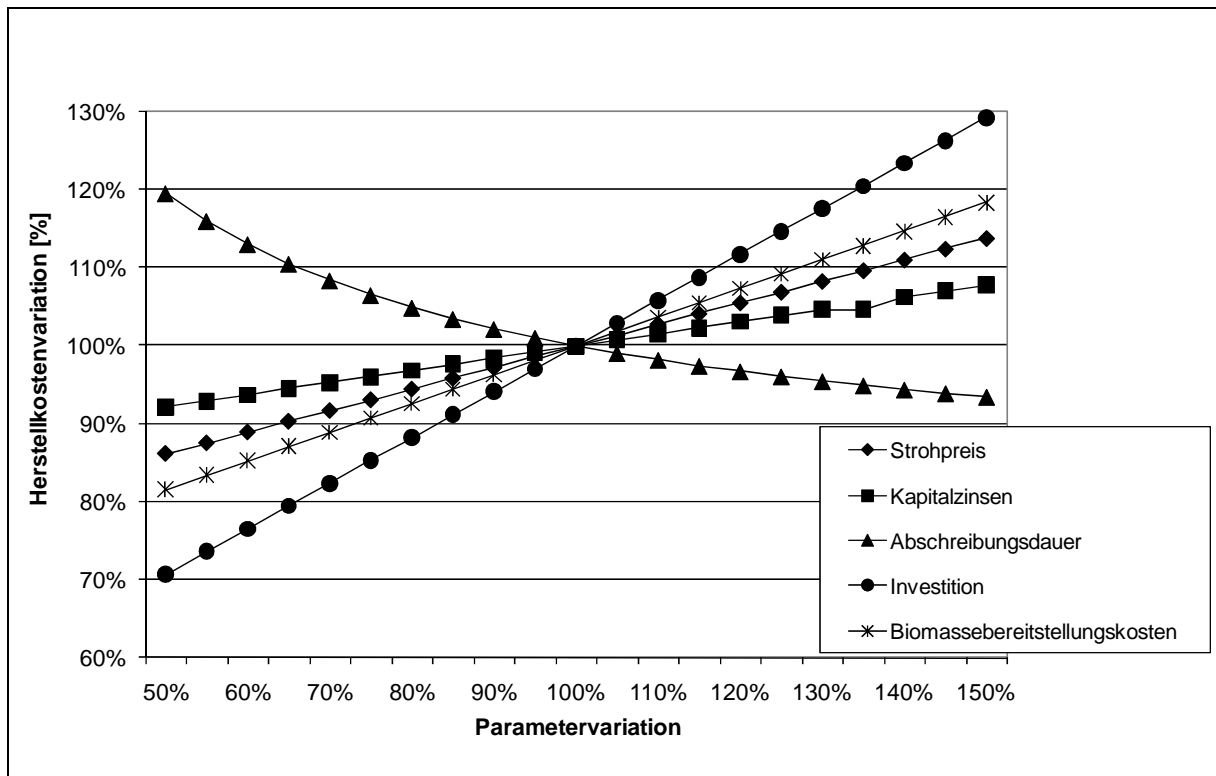


Abbildung C.6: Sensitivitätsanalyse für das Szenario *dezentrale Anordnung* – 20 Standorte für den Einsatzstoff Reststroh

## Anhang D Weitere Daten und Ergebnisse der Standortplanung

Tabelle D.1: Anbauflächen für Holz, Getreide in BW

Landkreis (Anzahl Gemeinden)	Anbaufläche [ ha ]	
	Holz	Getreide
Alb-Donau (3)	42.310	40.599
Biberach (3)	37.410	30.658
Böblingen (2)	20.500	11.364
Bodensee (2)	20.810	5.254
Breisgau-Hochschwarzwald (4)	64.120	4.772
Calw (2)	48.410	5.443
Emmendingen (2)	29.610	1.900
Enzkreis (2)	21.210	7.029
Esslingen (2)	18.000	5.576
Freudenstadt (2)	51.610	6.483
Göppingen (2)	19.800	7.598
Heidenheim (2)	26.610	11.398
Heilbronn (3)	27.610	25.379
Hohenlohekreis (2)	19.400	18.603
Karlsruhe (3)	33.610	16.167
Konstanz (2)	24.410	10.788
Lörrach (2)	38.310	2.398
Ludwigsburg (2)	11.900	14.365
Main-Tauber-Kreis (3)	38.210	40.061
Neckar-Odenwald-Kreis (3)	45.010	21.708
Ortenaukreis (4)	82.620	6.110
Landkreis Ostalbkreis (3)	60.010	21.053
Rastatt (2)	37.510	2.799
Ravensburg (4)	49.310	10.707
Rems-Murr-Kreis (2)	32.210	6.131
Reutlingen (3)	38.610	12.944
Rhein-Neckar-Kreis (3)	33.610	18.164
Rottweil (2)	34.210	11.432
Schwäbisch Hall (3)	42.910	32.795
Schwarzwald-Baar-Kreis (2)	46.310	9.697
Sigmaringen (3)	44.210	22.902
Tübingen (1)	18.500	8.626
Tuttlingen (2)	35.210	5.867



Waldshut (3)	51.910	8.447
Zollernalbkreis (2)	37.110	8.878
<b>Summe</b>	<b>1.283.110</b>	<b>474.095</b>

**Tabelle D.2: Ernteerträge der verschiedenen Rohstoffarten [Leible, et al., 2005]**

Rohstoffart k	Ernteertrag
<b>Holz</b>	2,60 Mg FM / ( ha * a )
<b>Getreide</b>	2,44 Mg FM / ( ha * a )

Nach Tabelle D.1 und Tabelle D.2 ergeben sich dann folgende Erntepotenziale für Baden-Württemberg:

**Tabelle D.3: Erntepotenziale der verschiedenen Rohstoffarten**

Rohstoffart k	Erntepotenzial
<b>Holz</b>	3,30 Mio. Mg FM / a
<b>Getreide</b>	1,14 Mio. Mg FM / a

Tabelle D.4: Ausgewählten Gemeinden in Baden-Württemberg

Gemeinde-Nr.	Gemeinde	Lankreis
1	Albstadt(72458)	Zollernalbkreis
2	Auenwald(71549)	Rems-Murr-Kreis
3	Baden-Baden	Rastatt
4	Bad Wurzach	Ravensburg
5	Baiersbronn	Freudenstadt
6	Balingen	Zollernalbkreis
7	Balgheim(78582)	Tuttlingen
8	Berglen	Rems-Murr-Kreis
9	Binau	Neckar-Odenwald-Kreis
10	Birkenfeld(75217)	Enzkreis
11	Bopfingen	Ostalbkreis
12	Buchen(Odenwald)	Neckar-Odenwald-Kreis
13	Buchenbach(79256)	Breisgau-Hochschwarzwald
14	Crailsheim	Schwäbisch Hall
15	Denkendorf(73770)	Esslingen
16	Dettlingen Unter Teck	Esslingen
17	Donauessingen	Schwarzwald-Baar-Kreis
18	Dornstadt(89160)	Alb-Donau
19	Dürmentingen	Biberach
20	Ebhausen	Calw
21	Ebenweiler	Ravensburg
22	Ehingen(Donau)	Alb-Donau
23	Epfendorf	Rottweil
24	Ettlingen	Karlsruhe
25	Gerabronn(74426)	Schwäbisch Hall
26	Glatten	Freudenstadt
27	Gondelsheim(75053)	Karlsruhe
28	Gottenheim	Breisgau-Hochschwarzwald
29	Göppingen	Göppingen
30	Görwihl	Waldshut
31	Graben-Neudorf	Karlsruhe
32	Gutenzell-Hürbel	Biberach
33	Gutsbezirk Münsingen	Reutlingen
34	Hausach	Ortenaukreis
35	Heidenheim an der Brenz	Heidenheim
36	Heitersheim	Breisgau-Hochschwarzwald
37	Herbrechtingen	Heidenheim
38	Hilzingen	Konstanz
39	Hohenstein(89134)	Reutlingen
40	Hüttlingen(73460)	Ostalbkreis
41	Ingelfingen	Hohenlohekreis
42	Kißlegg	Ravensburg
43	Kuchen(73329)	Göppingen
44	Ladenburg	Rhein-Neckar-Kreis

Gemeinde-Nr.	Gemeinde	Lankreis
45	Lahr/Schwarzwald	Ortenaukreis
46	Lauchringen	Waldshut
47	Lauda-Königshofen	Main-Tauber-Kreis
48	Lenzkirch	Breisgau-Hochschwarzwald
49	Lörrach	Lörrach
50	Meckenbeuren	Bodensee
51	Meßkirch	Sigmaringen
52	Michelbach an der Bilz	Schwäbisch Hall
53	Mittelbiberach	Biberach
54	Murr(71711)	Ludwigsburg
55	Neuenstadt am Kocher	Heilbronn
56	Nordrach	Ortenaukreis
57	Nufringen	Böblingen
58	Oberreichenbach(75394)	Calw
59	Oberriexingen	Ludwigsburg
60	Ostrach	Sigmaringen
61	Öhringen	Hohenlohekreis
62	Otisheim	Enzkreis
63	Pfullingen	Reutlingen
64	Rastatt	Rastatt
65	Renchen	Ortenaukreis
66	Riegel am Kaiserstuhl	Emmendingen
67	Rottenburg am Neckar	Tübingen
68	Salem(88682)	Bodensee
69	Sandhausen(69207)	Rhein-Neckar-Kreis
70	Schlier	Ravensburg
71	Schramberg	Rottweil
72	Schwaigern	Heilbronn
73	Schwäbisch Gmünd	Ostalbkreis
74	Seckach	Neckar-Odenwald-Kreis
75	Sindelfingen	Böblingen
76	Stockach(72810)	Konstanz
77	Tuttlingen	Tuttlingen
78	Ulm	Alb-Donau
79	Untergruppenbach	Heilbronn
80	Unterkirnach	Schwarzwald-Baar-Kreis
81	Uhlingen(79777)	Waldshut
82	Veringenstadt	Sigmaringen
83	Waibstadt	Rhein-Neckar-Kreis
84	Weikersheim	Main-Tauber-Kreis
85	Wembach(79677)	Lörrach
86	Wertheim(97877)	Main-Tauber-Kreis
87	Winden im Elztal	Emmendingen

Tabelle D.5: Fixkosten und variable Kosten des Vorbereitungsstandortes für die verschiedenen Szenarien bei zentraler Anordnung und dezentraler Anordnung – 10 Standorte

	Anzahl von Block Holz	Anzahl von Block Stroh	Vorbereitungsanlage		
			Fixkosten [M€2006]	Variable Kosten [€/t Stroh]	Variable Kosten [€/t Holz]
Zentral	10	0	27,84	0,00	0,50
	9	1	28,26	1,45	0,52
	8	2	27,72	1,00	0,55
	7	3	27,00	0,83	0,59
	6	4	26,14	0,72	0,63
	5	5	25,16	0,65	0,69
	4	6	23,97	0,60	0,77
	3	7	22,70	0,56	0,89
	2	8	21,24	0,53	1,11
	1	9	19,59	0,50	1,66
10 Standorte	0	10	15,72	0,48	0,00
	1	0	6,43	0	2,17
	0	1	2,16	9,31	0

**Tabelle D.6: Fixkosten und variable Kosten des Synthesestandortes für die verschiedene Szenarien bei zentraler Anordnung und dezentraler Anordnung – 10 Standorte**

	Anzahl von Block Holz	Anzahl von Block Stroh	Synthese		
			Fixkosten [M€2006]	Variable Kosten [M€2006]	Variable Kosten [€/t Slurry]
Zentral	10	0	67,35	2,99	4,15
	9	1	67,24	2,23	3,11
	8	2	67,13	1,47	2,06
	7	3	67,02	0,71	1,00
	6	4	66,91	-0,05	-0,07
	5	5	66,80	-0,81	-1,15
	4	6	66,69	-1,56	-2,25
	3	7	66,58	-2,32	-3,36
	2	8	66,47	-3,08	-4,48
	1	9	66,36	-3,84	-5,61
	0	10	66,25	-4,60	-6,76
10 Standorte	1	0	59,00	-1,71	-2,94
	0	1	66,25	-9,95	-14,63

**Tabelle D.7: Transportdistanz, -belastung und Standort der Synthese für die verschiedene Szenarien bei zentraler Anordnung und dezentraler Anordnung – 10 Standorte**

	Anzahl von Block Holz	Anzahl von Block Stroh	Transportdistanz [km]			Transportbelastung [t.km]	Standort der Synthese
			Holz	Stroh	Slurry		
Zentral	10	0	66,97			1,14E+08	Schramberg
	9	1	61,87	31,42		9,78E+07	Schramberg
	8	2	57,49	42,13		8,66E+07	Epfendorf
	7	3	52,38	53,80		7,85E+07	Epfendorf
	6	4	59,11	46,10		7,87E+07	Ehingen
	5	5	49,08	58,68		7,11E+07	Schwäbisch Gmünd
	4	6	42,41	66,54		6,88E+07	Schwäbisch Gmünd
	3	7	34,24	74,08		6,93E+07	Schwäbisch Gmünd
	2	8	26,40	81,71		7,43E+07	Schwäbisch Gmünd
	1	9	24,24	88,29		8,36E+07	Ulm
	0	10		94,32		9,43E+07	Berglen
10 Standorte	1	0	20,48		43,10	5,98E+07	Epfendorf
	0	1		24,33	80,70	7,92E+07	Murr

## Anhang E Weitere Ergebnisse der Bewertung eines möglichen Realisierungsszenarios für Baden-Württemberg

### E.1 Fossiler kumulierter Energieaufwand

Tabelle E.1: Fossiler KEA für die Szenarien zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz

		zentrale Anordnung	dezentrale Anordnung - 10 Standorte
fossiler KEA (in GJ / GJ Kraftstoff)	Standardmodell	0,024	-0,328
	Modell mit Daten BW	0,021	-0,332

### E.2 Treibhauspotenzial

Tabelle E.2: Treibhauspotenzial für die Szenarien zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Reststroh

		zentrale Anordnung	dezentrale Anordnung - 10 Standorte
Treibhauspotenzial (in kg CO <sub>2</sub> -Äq / GJ Kraftstoff)	Standardmodell	-30,67	-31,03
	Modell mit Daten BW	-30,20	-30,98

### E.3 Versauerungspotenzial

Tabelle E.3: Versauerungspotenzial für die Szenarien zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Reststroh

		zentrale Anordnung	dezentrale Anordnung - 10 Standorte
Versauerungspotenzial (in kg SO <sub>2</sub> -Äq / GJ Kraftstoff)	Standardmodell	0,264	0,261
	Modell mit Daten BW	0,267	0,265

### E.4 Eutrophierungspotenzial

Tabelle E.4: Eutrophierungspotenzial für die Szenarien zentrale Anordnung und dezentrale Anordnung - 10 Standorte – Waldrestholz

		zentrale Anordnung	dezentrale Anordnung - 10 Standorte
Eutrophierungspotenzial (in kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -Äq / GJ Kraftstoff)	Standardmodell	0,0532	0,0617
	Modell mit Daten BW	0,0530	0,0614