



Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW



Endbericht

Vorwort

Der Bedarf nach zukunftsfähigen Kraftstoffen wird in den nächsten Dekaden weiterhin ansteigen. Die wachsende Nachfrage wird durch verschiedene energie- und klimapolitische Faktoren ausgelöst. Wichtige Treiber sind die steigenden Preise für fossile Energieträger als Folge der Verknappung der Ressourcen. Der Wunsch, sich verstärkt unabhängig von Energieimporten zu machen führt zu dem Bestreben, eine Diversifizierung der Energierohstoffe insbesondere im Verkehrssektor zu erreichen. Nicht zuletzt sollen alternative Kraftstoffe durch die Vermeidung von Treibhausgasemissionen einen Beitrag zum Klimaschutz im Verkehrssektor leisten.

Vor diesem Hintergrund rücken alternative Kraftstoffe auf Biomassebasis vermehrt in den Fokus der Aufmerksamkeit. Insbesondere synthetische Biokraftstoffe als so genannte „Biokraftstoffe der zweiten Generation“ sind eine interessante und innovative Option. Sie bieten die Chance, durch die Nutzung von Holz und anderen festen Biomassen neue Rohstoffe für den Kraftstoffmarkt zu erschließen und deren Klimaschutzpotentiale nutzbar zu machen.

Auch aus Sicht des Energielandes NRW werden Technologien zur Bereitstellung zukunftsfähiger Kraftstoffe in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Dies gilt sowohl für die Deckung des Kraftstoffbedarfs im Land und die Nutzung heimischer umweltschonender Ressourcen wie auch für die Positionierung von Akteuren in Nordrhein-Westfalen in den künftigen Technologiefeldern.

In der vorliegenden Screening-Studie werden zu diesem Thema relevante Entscheidungsgrößen auf verschiedenen Ebenen der Energie-, Klima- und Industriepolitik in NRW aufgearbeitet und bewertet. Die Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (MWME) des Landes Nordrhein-Westfalen stellt damit einen Beitrag zur Diskussion um die Bereitstellung von BTL-Kraftstoff dar. Die Untersuchungen sind vom Wuppertal Institut und dem Forschungszentrum Jülich in Zusammenarbeit mit dem Kompetenznetzwerk „Kraftstoffe der Zukunft“ durchgeführt worden.

Wuppertal, Jülich, Mai 2006

Dipl.-Ing. Karin Arnold (Koordination)
Dr.-Ing. Stephan Ramesohl

Wuppertal Institut

für Klima Umwelt Energie

Postfach 100 480, 42004 Wuppertal
Tel.: +49 (0)202 2492 286 (Fax: 198)
Email: karin.arnold@wupperinst.org

Dipl.-Ing., Dipl.Wirt.-Ing. Thomas Grube
Dipl.-Ing. Reinhard Menzer
Dr.-Ing. Ralf Peters

Forschungszentrum Jülich GmbH

Wilhelm-Johnen-Str., 52425 Jülich
Tel. +49-(0)2461 61-5398 (Fax -6695)
Email: th.grube@fz-juelich.de

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG.....	1
2	ÜBERSICHT ÜBER BTL VERFAHREN.....	4
2.1	Übersicht über mögliche Verfahren	4
2.2	Darstellung der Verfahrensschritte	5
3	VERFAHRENSANALYSE AUSGEWÄHLTER BTL-VERFAHREN.....	9
3.1	Vorgehensweise und Methodik.....	9
3.2	Verfahren zur Vergasung fester Biomasse	10
3.2.1	Verfahren A	11
3.2.2	Verfahren B	13
3.2.3	Verfahren C	14
3.3	Fischer-Tropsch-Synthese.....	16
3.4	Zusammenfassung	17
4	KRAFTSTOFFKOSTEN.....	19
4.1	Kosten des Einsatzstoffes	20
4.2	Kosten der BTL-Kraftstoffproduktion.....	22
4.3	Sensitivität der Kraftstoffkosten	24
4.4	Schlussfolgerungen.....	25
5	ERMITTLUNG DER BIOMASSEPOTENZIALE IN NRW	27
5.1	Potenzialabschätzung nach Rohstoffkategorien	27
5.1.1	Holz.....	27
5.1.2	Stroh	29
5.1.3	Energiepflanzen aus Anbau.....	30
5.1.4	Summenbildung über die betrachteten Biomasse-Kategorien	34
5.2	Abschätzung der für BTL verfügbaren Potenziale.....	35
6	ERSTELLUNG EINES MENGengerÜSTS BTL	38
6.1	Anzahl der realisierbaren Anlagen.....	38
6.2	Deckungsbeitrag BTL am Kraftstoffbedarf in NRW	40

7	KONKURRENZNUTZUNGEN DER BIOMASSE.....	42
7.1	Auswahl der betrachteten Nutzungspfade	42
7.2	Effizienz der Erträge pro eingesetzter Einheit Biomasse	44
7.2.1	Effizienz der Erträge pro Hektar Anbaufläche	44
7.2.2	Effizienz der Erträge pro Tonne Holz (Substitution Primärenergie)	46
7.2.3	Zwischenfazit.....	47
7.3	Klimaschutzeffizienz der Nutzungspfade	47
7.3.1	Methodik.....	47
7.3.2	Darstellung der Ergebnisse	48
7.3.3	Klimaschutzeffizienz der Biokraftstoffpfade.....	51
7.4	Sonstige Umweltauswirkungen durch Biomassennutzungen	54
8	ANFORDERUNGEN AN MÖGLICHE ANLAGENSTANDORTE.....	55
8.1	Lokales Biomasseaufkommen	55
8.2	Weitere Anforderungen	56
8.3	Vorteil eines zentralen Anlagenkonzeptes in der Region Rhein-Ruhr	57
9	REGIONALWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN.....	58
10	TECHNOLOGIE- UND INDUSTRIEPOLITISCHE ASPEKTE.....	63
10.1	Hierarchie der Wertschöpfung durch Anlagenbau	64
10.2	Identifikation von NRW Kompetenzen	65
10.3	Vergasung von Biomasse in NRW	67
11	SYNOPSIS DER ERGEBNISSE	70
12	LITERATURVERZEICHNIS	75
13	ANHANG	78

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1-1:	Analyseraster zur Bewertung von Synfuel-Technologien in NRW	2
Tabelle 2-1:	Annahmen bezüglich Reinheitsanforderungen an Synthesegasen für die Fischer-Tropsch-Synthese.....	6
Tabelle 3-1:	Ausbeuten und Wirkungsgrade für Verfahren A bei Nutzung von Holz und Stroh.....	12
Tabelle 3-2:	Ausbeuten und Wirkungsgrade für Verfahren B bei Nutzung von Holz und Stroh.....	14
Tabelle 3-3:	Ausbeuten und Wirkungsgrade für Verfahren C auf der Basis von Holz und Stroh.....	15
Tabelle 4-1:	Abschätzung der Kosten von BTL-Diesel.....	23
Tabelle 5-1:	Holzpotenziale in NRW nach Kategorien	28
Tabelle 5-2:	Potenzial für KUP bzw. Energiegras aus Anbau in NRW	33
Tabelle 5-3:	Verfügbares Biomassepotenzial in NRW unter Berücksichtigung der getroffenen Abschläge	37
Tabelle 6-1:	Heizwerte der eingesetzten Rohstoffe	38
Tabelle 6-2:	Rohstoffbedarf und maximales Angebot für die betrachteten Anlagengrößen.....	39
Tabelle 6-3:	Mengengerüst BTL-Deckungsbeitrag am PKW Verkehr nach Abzug der Biomasse-Potentialabschläge	41
Tabelle 7-1:	Übersicht über die betrachteten Biomassenutzungspfade	44
Tabelle 7-2:	Spezifische Daten der Biomassenutzungspfade und der fossilen Referenztechnologien	50
Tabelle 10-1:	Hierarchie der Wertschöpfung der Baugruppen einer BTL-Anlage.....	64
Tabelle 10-2:	Biogasanlagenbauer und ausgeführte Installationen in verschiedenen Ländern.....	68

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1:	Verallgemeinertes Verfahrensschema der Umwandlung fester Biomasse in einen Fischer-Tropsch-Produktmix	4
Abbildung 2-2:	Verfahren zur Vergasung fester Biomasse	5
Abbildung 3-1:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A „optimistisch“ bei Holz als Einsatzstoff.....	12
Abbildung 3-2:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren B bei Nutzung von Holz als Einsatzstoff.....	13
Abbildung 3-3:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „integriert“ für Holz als Einsatzstoff	15
Abbildung 3-4:	Ausbeute in kg je Tonne Biomasse und Wirkungsgrade, jeweils für Holz als Einsatzstoff	17
Abbildung 4-1:	Investitionskosten für BTL-Anlagen in Abhängigkeit von der Ausbringungsmenge.....	20
Abbildung 4-2:	Rohstoffkosten bezogen auf Trockenmasse mit zugehörigen Standardabweichungen.....	21
Abbildung 4-3:	Streckenspezifische Kosten des Rohstofftransports mittels LKW mit 50 m ³ und 25 m ³ Nutzvolumen.....	22
Abbildung 4-4:	Darstellung der Sensitivität der Bereitstellung von BTL-Diesel aus Holz gegenüber der Anlagenkapazität und gegenüber den Rohstoffkosten	25
Abbildung 5-1:	Methodik zur Ermittlung des Strohpotenzials (Getreide und Raps) zur energetischen Nutzung.....	30
Abbildung 5-2:	Derzeit und zukünftig verfügbare landwirtschaftliche Fläche zur alternativen Nutzung.....	34
Abbildung 5-3:	Summenbildung über einzelne Rohstoffkategorien.....	35
Abbildung 6-1:	Rohstoffbedarf und –angebot für eine 500 MW _{th} Anlage für die Kategorie Holz	39
Abbildung 7-1:	Übersicht über mögliche Biomasse-Nutzungspfade für unterschiedliche Endenergieanwendungen	43
Abbildung 7-2:	Flächenerträge der Biokraftstoffe	45
Abbildung 7-3:	Potenzial zur Substitution von Primärenergie pro Tonne Holz	46
Abbildung 7-4:	Beschreibung der Methodik bei der Ermittlung der Mehrkosten der biogenen Kraftstoffe gegenüber den fossilen Optionen	48
Abbildung 7-5:	Ökologisch- Ökonomische Bewertung der Biomasse-Nutzungsoptionen	49
Abbildung 7-6:	Ökologisch-ökonomische Bewertung der Biokraftstoffoptionen	52
Abbildung 8-1:	Relative Lage der Biomasseaufkommen zu einem gedachten zentralen Anlagenstandort in der Region Rhein-Ruhr	56

Abbildung 9-1:	Waldbesitz in NRW nach Fläche, Umsatz und Beschäftigten	58
Abbildung 9-2:	Exemplarische Darstellung der Wertschöpfungsketten unterschiedlicher Biomassenutzungspfade.....	61
Abbildung 10-1:	Prozessschaltbild einer möglichen Ausführung einer BTL-Produktion.....	63
Abbildung 10-2:	Zusammensetzung der Anlageninvestitionen nach Baugruppen für eine auf 500 MWth skalierte BTL-Anlage.....	65
Abbildung 10-3:	Aufschlüsselung der Anlageninvestitionen nach möglicher NRW Kompetenz	66
Abbildung 10-4:	Hersteller von Vergasungsanlagen nach Herkunft	68
Abbildung 13-1:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A, „optimistisch“ bei Holz als Einsatzstoff.....	78
Abbildung 13-2:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A, „optimistisch“ bei Stroh als Einsatzstoff	78
Abbildung 13-3:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A, „konservativ“ bei Holz als Einsatzstoff	79
Abbildung 13-4:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A, „konservativ“ bei Stroh als Einsatzstoff.....	79
Abbildung 13-5:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren B unter Nutzung von Holz als Einsatzstoff	80
Abbildung 13-6:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren B unter Nutzung von Stroh als Einsatzstoff.....	80
Abbildung 13-7:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „zentral“ für Holz als Einsatzstoff	81
Abbildung 13-8:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „zentral“ für Stroh als Einsatzstoff.....	81
Abbildung 13-9:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „dezentral“ für Holz als Einsatzstoff	82
Abbildung 13-10:	Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „dezentral“ für Stroh als Einsatzstoff.....	82
Abbildung 13-11:	Dieselausbeute in kg je Tonne Biomasse und Wirkungsgrade jeweils für Holz als Einsatzstoff	83

1 Einleitung

In den kommenden Jahren wird der Bedarf nach zukunftsfähigen Kraftstoffen und einer Diversifizierung der Energierohstoffe stetig zunehmen. Der Verkehrssektor ist wie kein anderer Bereich mit 97 % fast vollständig von einem Energieträger, Erdöl, abhängig. Weiter anhaltende Preissteigerungen als Folge der Verknappung dieser Ressource, sowie die zunehmende Sorge um die Instabilität der Lieferungen aufgrund der geopolitischen Lage der Vorkommen lassen den Ruf nach alternativen Kraftstoffen laut werden.

Dabei richtet sich der Fokus der Aufmerksamkeit mehr und mehr auf die Bereitstellung biogener Kraftstoffe. Sie bieten sowohl kurz- bis mittelfristig als auch als Zukunftsperspektive einen Ansatz, die Abhängigkeit von Rohstoffimporten zu verringern und dabei einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Die verstärkte Nutzung biogener Kraftstoffe wird ausdrücklich durch die EU Richtlinie 2003/30/EC gefördert, die einen Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffbedarf von 5,75 % im Jahr 2010 anstrebt.

Neben den klassischen Biokraftstoffen der ersten Generation, Biodiesel und Bioethanol, bieten synthetische Biokraftstoffe die Chance, durch die Vergasung von Holz und anderen festen Biomassen neue Rohstoffe für den Kraftstoffmarkt zu erschließen und deren Klimaschutzpotentiale nutzbar zu machen. Ein Vorteil ist die grundsätzliche Flexibilität der Synthesegaserzeugung bezüglich der Bandbreite der geeigneten Rohstoffe. Außerdem werden im Bereich der Kraftstoffsynthese hochwertige Produkte erzeugt, welche die Entwicklung einer zukünftigen Motorengeneration begünstigen werden.

Auch aus Sicht des Energielandes NRW werden Technologien zur Bereitstellung zukunftsfähiger Kraftstoffe in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Dies gilt sowohl für die Deckung des Kraftstoffbedarfs im Land und die Nutzung heimischer umweltschonender Ressourcen wie auch für die Positionierung von NRW-Akteuren in den künftigen Technologiefeldern.

Als Beitrag zur strategischen Positionierung des Landes NRW im Bereich „Kraftstoffe der Zukunft“ werden in dieser Screening-Studie „Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Bio-Kraftstoffe für NRW“ relevante Entscheidungsgrößen zu diesem Thema energie-, klima- und industriepolitisch aufgearbeitet und bewertet.

Dabei werden die im Folgenden aufgeführten drei großen Themenblöcke unter den genannten Fragestellungen betrachtet.

1. Analyse ausgewählter Herstellungsverfahren für BTL Kraftstoffe in Bezug auf ihre technischen Spezifikationen

- Welche Verfahren zur BTL Produktion sind denkbar (Kap. 2)?
- Wie sind ausgewählte Verfahren hinsichtlich der Ausnutzung des Rohstoffs Biomasse zu bewerten (Kap. 3)?
- Zu welchen Kosten kann der Kraftstoff bereitgestellt werden (Kap. 3)?

2. Abschätzung der Rohstoffbasis und deren möglicher Nutzungspfad

- Welche geeigneten Biomassepotenziale sind in NRW verfügbar (Kap. 4)?
- Wie können diese unter verschiedenen Aspekten am besten genutzt werden (Kap. 6)?

3. Direkter Bezug zu NRW

- Welche regionalwirtschaftlichen Auswirkungen können sich durch die Ansiedlung einer BTL Produktion in NRW insbesondere für die Landwirtschaft ergeben (Kap. 8)?
- Welche technologiepolitischen Impulse und Chancen sind für den Industriestandort NRW zu erwarten (Kap. 9)?

Das so umrissene Thema stellt sich komplex dar. Eine Annäherung an die genannten Fragestellungen erfolgt daher auf verschiedenen Ebenen. Tabelle 1-1 listet die drei hauptsächlichsten Bewertungsebenen sowie die jeweils zu untersuchenden Indikatoren auf.

Tabelle 1-1: Analyseraster zur Bewertung von Synfuel-Technologien in NRW

Politische Zielvorstellungen		Indikatoren
Ökologisch	Beitrag zum Klimaschutz	Minderung von Treibhausgasen durch Nutzung biogenen, CO ₂ neutralen Kraftstoffs
	Beitrag zum Umweltschutz	Zu prüfen: eventuell vermehrte Belastung für Boden und Gewässer durch intensiven Energiepflanzenanbau
Energiepolitisch	Beitrag zur Ressourcenschonung und Versorgungssicherheit	Verringerung der Importabhängigkeit (besonders im Verkehr) durch Nutzung erneuerbarer heimischer (regionaler) Ressourcen
Regionalpolitisch	Stärkung der Regionalwirtschaft	Lokale Beschäftigungseffekte, Stärkung des ländlichen Raumes durch lokale Ansiedlung der Wertschöpfungskette
Technologie-/Industriepolitisch	Stärkung des Industrie-/Technologiestandortes NRW	Beteiligung von lokalen Institutionen / Unternehmen an F&E Projekten, Ansiedlung von spezifischen Kompetenzen, Aus- und Aufbau einer Vorreiterrolle in BTL Produktionstechnologien

Im Rahmen der ökologischen Bewertung werden drei Aspekte betrachtet:

Der Beitrag eines neuen Kraftstoffs zum **Klimaschutz** misst sich an der zeitabhängig erzielbaren Minderung von Treibhausgasen. In der vorliegenden Studie werden die Emissionen an CO₂-Äquivalenten der BTL-Bereitstellung mit denen anderer biogener Nutzungspfade verglichen.

Weitere **Umweltauswirkungen**, wie die Freisetzung von Feinstäuben und Luftschadstoffen sowie Bodenbelastungen durch Energiepflanzenanbau können nur qualitativ diskutiert werden.

Der mögliche Deckungsbeitrag von BTL-Kraftstoffen am gesamten Kraftstoffbedarf wird unter unterschiedlichen Annahmen ausgewiesen, um den Beitrag zur **Versorgungssicherheit** abschätzen zu können. Eine im Rahmen der Studie durchgeführte detaillierte Verfahrensanalyse ausgewählter, in der Literatur dokumentierter Verfahrensansätze schafft die Daten-

grundlage für die Bewertung der mengenmäßigen Verfügbarkeit von BTL-Kraftstoffen sowie einer Kostenabschätzung.

Als „weicher“ Faktor zur Bewertung wird untersucht, inwieweit die Ansiedlung einer BTL-Produktion in NRW durch **lokale Beschäftigungseffekte** zur Stärkung des ländlichen Raumes beitragen kann. Die Abschätzung erfolgt auf der Basis von Überlegungen hinsichtlich der zentralen bzw. dezentralen Produktion, der räumlichen Ansiedlung der Bereitstellungsschritte sowie der Rolle der Land- und Forstwirte in NRW.

Auf industriepolitischer Ebene wird auf eine notwendige Beteiligung und Einbindung von NRW-Akteuren beim **Aufbau neuer Technologiekompetenzen** hingewiesen.

Ziel der Kurzstudie ist es, diese vorgenannten Bewertungsebenen vor dem Hintergrund der verfahrenstechnischen Analyse aufzuzeigen. Dabei werden wichtige Aspekte dargestellt, ohne dass diese - auch aufgrund der zeitlichen Begrenzung - bis ins letzte Detail ausgearbeitet werden.

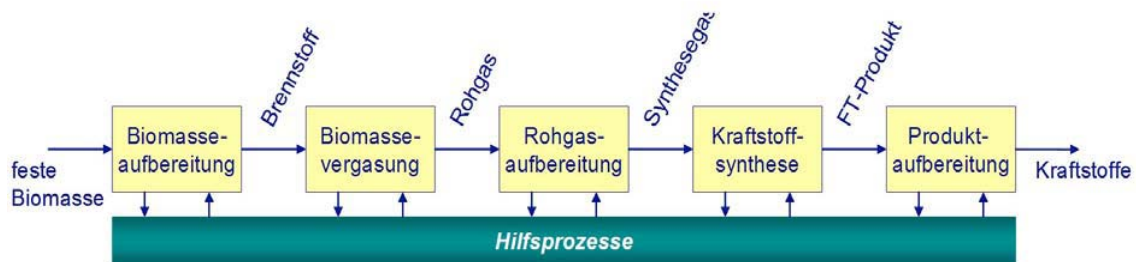
Im Fokus der Bearbeitung steht die gegenwärtige Situation der Bereitstellung und Nachfrage an einem neuen synthetischen Kraftstoff auf Biomassebasis. Ohne im Einzelnen auf die dynamischen Wechselwirkungen im Energiesystem - insbesondere im Bioenergiesystem - einzugehen, wird dennoch ein Ausblick auf die zukünftige Situation gegeben. Dieser bildet in Form eines Schlaglichtes plausible Annahmen zu Rahmenbedingungen der BTL-Nutzung gegen Ende der übernächsten Dekade, also um das Jahr 2030, ab.

Die vorliegende Studie stellt damit einen Beitrag zur aktuellen Diskussion der BTL-Prozessketten dar und zeigt weiteren Forschungsbedarf auf.

2 Übersicht über BTL Verfahren

Bis heute sind nur wenige Gesamtsysteme zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen aus Biomasse über den Weg der Biomassevergasung allgemein bekannt. Biomassevergaser wurden in Deutschland bisher vor allem zur Stromerzeugung oder Kraftwärmekopplung realisiert. Die Firma CHOREN Industries GmbH stellt ein Gesamtkonzept auf der Basis des Carbo-V® Vergasers vor, mit dem bereits flüssige Kraftstoffe im Technikumsmaßstab hergestellt worden sind. Derzeit wird eine Anlage größerer Kapazität mit ca. 50 MW_{th} in Freiberg/Sachsen errichtet. Weitere Planungen umfassen insgesamt 5 Anlagen mit einer Kapazität von jeweils 1 Mio. Tonnen Biomasse pro Jahr. Ebenfalls im kleinen Maßstab wurde bei ECN in den Niederlanden eine Forschungsanlage über einen Zeitraum von 750 Betriebsstunden betrieben.

Zur Umwandlung fester Biomasse in ein Synthesegas zur nachfolgenden Fischer-Tropsch-Synthese kommen prinzipiell unterschiedliche Verfahrenswege in Frage. Sie unterscheiden sich vor allem bezüglich der erreichbaren Produktqualitäten und -ausbeuten aber auch bezüglich spezifischer Investitionskosten. Unabhängig von der verfahrenstechnischen Ausführung eines BTL-Prozesses zeigt Abbildung 2-1 den allgemeinen Verfahrensweg und die wichtigsten Anlagenkomponenten. Darüber hinaus kann aber erst die technische Ausführung eines Gesamtanlagenkonzeptes – zunächst im Technikumsmaßstab – über die tatsächliche Eignung Auskunft geben.

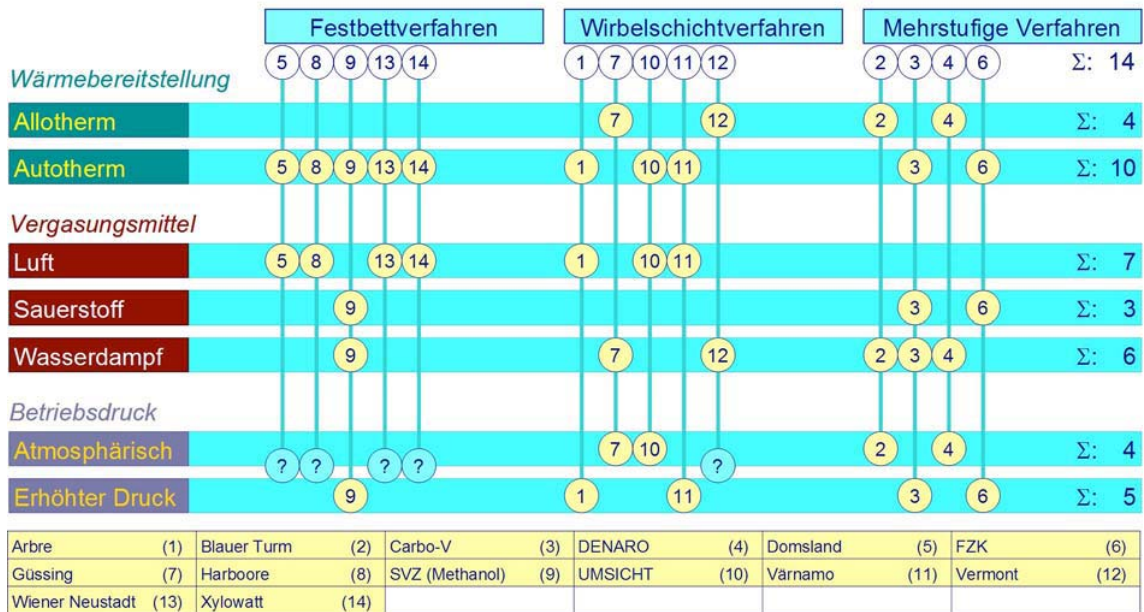


FT = Fischer-Tropsch

Abbildung 2-1: Verallgemeinertes Verfahrensschema der Umwandlung fester Biomasse in einen Fischer-Tropsch-Produktmix

2.1 Übersicht über mögliche Verfahren

Eine Annäherung an die technische Realisierbarkeit von BTL-Anlagen (*biomass-to-liquid*, BTL) sollte getrennt für die **Synthesegaserzeugung** aus Biomasse und die Fischer-Tropsch-(FT-) Synthese, also für die Umwandlung des Synthesegases in flüssigen Kraftstoff erfolgen. Für die Synthesegaserzeugung charakterisiert Abbildung 2-2 ausgewählte und in der Literatur dokumentierte Vergaser. Diese geben jedoch nur eingeschränkt Hinweise auf deren technische Eignung für BTL-Verfahren, da die aufgeführten Anlagen, wie erwähnt, meist in Anlagen zur Stromerzeugung oder Kraft-Wärmekopplung eingesetzt werden. Zudem sind die in der Literatur verfügbaren Daten zu den Rohgasqualitäten bezüglich der Gasverunreinigungen nicht ausreichend für eine Bewertung der Eignung für BTL-Verfahren. Solche Verunreinigungen sind vor allem alkalische Verbindungen, Schwefel- und Chlorwasserstoff oder Ammoniak.

Abbildung 2-2: Verfahren zur Vergasung fester Biomasse¹

Bezüglich der **Fischer-Tropsch-Verfahren** sind in der Vergangenheit und ausgehend von unterschiedlichen Energierohstoffen verschiedene Ansätze entwickelt und realisiert worden. Weiter zurück liegende Verfahrensentwicklungen konzentrierten sich auf Kohle (*coal-to-liquid*, CTL). Heutige Entwicklungen sehen vor allem die Nutzung von Erdgaslagerstätten vor, welche mittels Pipeline wirtschaftlich nicht erschlossen werden können (*remote natural gas*). Die Umwandlung vor Ort in einen Energieträger höherer Energiedichte kann daher zu Vorteilen führen (*gas-to-liquid*, GTL). Zu beachten ist, dass dabei insbesondere der Einfluss der *economy of scale* zu Kraftstoffkosten führen kann, die vergleichbar mit denen von Benzin und Diesel auf Rohölbasis sind.

2.2 Darstellung der Verfahrensschritte

Biomasse-Vergasung

Die Auswahl des Vergasungsverfahrens bestimmt sowohl den Aufwand zur Aufbereitung der Biomasse (Zerkleinerung und Trocknung) als auch – durch die vergasertypische Rohgasqualität – den Aufwand zur Gasreinigung und -aufbereitung vor dem Fischer-Tropsch-Prozess. In Letzterem besteht ein deutlicher Unterschied zu Verfahren der Strom- oder Strom-/Wärmeherstellung, da FT-Prozesse deutlich anspruchsvoller bezüglich der Gasqualität sind. Wichtige Parameter sind hier das molare Verhältnis von H₂ und CO zueinander sowie Gehalte an Inertgasen bzw. schädlichen Gasverunreinigungen wie Teer oder Staub.

Die Vorbereitung der Biomasse für die Vergasung umfasst insbesondere die Einstellung des Wassergehalts mittels Trocknung, zum Beispiel auf etwa 10 % bis 15 % Restfeuchte sowie

¹ Verfahren zum großen Teil realisiert; Angaben nach HOFBAUER [2003], VOGEL [2004]; Detaillierte verfahrenstechnische Beschreibungen zu (3) bis (5) siehe Kapitel 3; alle anderen, siehe HOFBAUER [2003]

Zerkleinerung und eine eventuelle Abtrennung von unerwünschten Begleitstoffen, wie z.B. Eisenteilen aus der Altholzverwertung. Die endothermen Vergasungsverfahren können klassifiziert werden nach:

- der Art der Deckung des Wärmebedarfs: allotherm oder autotherm
- dem Vergasungsmittel: Luft oder Sauerstoff
- dem Betriebsdruck: Umgebungs- oder erhöhter Druck

Für eine günstige Verfahrensführung gibt es eine Reihe von Aspekten, die zum Teil auch abhängig von der Anlagengröße sind und deshalb kaum verallgemeinert werden können. Beispielsweise ist jedoch bei einer autothermen Verfahrensführung die Wahl von Sauerstoff anstatt Luft als Vergasungsmittel vorteilhaft, was den Anteil an Inertgas reduziert. Hoher Druck hingegen erhöht zwar den Wirkungsgrad, führt aber unter Umständen aufgrund des hohen technischen Aufwandes zu verminderter Wirtschaftlichkeit (TIJMENSEN [2000]).

Rohgasaufbereitung und -reinigung

Zur Gasreinigung ist in der Regel eine Kombination aus verschiedenen Verfahrensschritten notwendig, um unterschiedliche Verunreinigungen schrittweise zu entfernen. Zum Einsatz kommen insbesondere Zyklo- nene zur Staubabscheidung, verschiedene Wäscher zur Entfernung von Stickstoff- und Schwefelverbindungen und gegebenenfalls Teer-Cracker. Die Auswahl einer geeigneten Kombination von Gasreinigungsstufen ist prozessabhängig und kann im Rahmen der Studie nicht vertiefend betrachtet werden. Die Entwicklung solcher Komponenten ist jedoch als kritisch einzustufen, da bisher sehr wenige Erfahrungen mit der Anpassung der Rohgasqualität von Biomassevergasern an die Anforderungen der FT-Synthese gesammelt wurden.

Bezüglich der Reinheitsanforderungen an Synthesegase für die FT-Reaktion werden in der Literatur nur wenig konkrete Angaben gemacht. Von den Veröffentlichungen neueren Datums sind in Tabelle 2-1 Angaben wiederum nach TIJMENSEN [2002] aufgeführt, die allerdings als Annahmen gewertet werden müssen. Andere Quellen geben beispielsweise für Schwefel zulässige Gehalte von < 100 ppb an (Quellenübersicht in HOFBAUER [2003]).

Tabelle 2-1: Annahmen bezüglich Reinheitsanforderungen an Synthesegasen für die Fischer-Tropsch-Synthese

Asche	Stickstoff (HCN + NH ₃)	Schwefel	Alkalien	Chlor	Blei und Kupfer	Teer
0	20	10	10	10	Unbekannt	0

Quelle: TIJMENSEN [2002], Angaben in ppb

Ein wesentlicher Parameter für die FT-Reaktion ist das bereits erwähnte H₂/CO-Verhältnis des Synthesegases. Hier bestehen unterschiedliche Anforderungen je nach gewähltem FT-Verfahren. Für das im Weiteren gewählte Verfahren in Anlehnung an die Shell-Anlage in Bintulu – Nieder temperaturverfahren mit Kobalt-Katalysator – beträgt das geforderte H₂/CO-Verhältnis etwa 2,1:1. Die Parameter der vorgeschalteten Gas aufbereitungsschritte müssen dazu entsprechend angepasst werden.

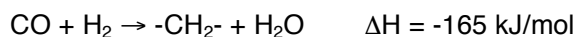
In diesem Zusammenhang spielen vor allem die Wassergas-Shift-Reaktion (kurz: Shift-Reaktion) und die CO₂-Abtrennung eine Rolle. Die Shift-Reaktion konvertiert CO und H₂O zu CO₂ und H₂ und erhöht somit das meist zu niedrige H₂/CO-Verhältnis des Rohgases. Die Abtrennung von CO₂ wirkt sich durch Erhöhung der Partialdrücke von H₂ und CO positiv aus und verhindert unter Umständen die unerwünschte Methanbildung. Zudem verringert sich die zur Synthesegasverdichtung notwendige Kompressionsarbeit.

Mit Blick auf die Literatur kann nicht konkret abgeleitet werden, welche Vergasungsverfahren sich besonders für einen nachfolgenden FT-Prozess eignen, oder welche Verfahren ausgeschlossen werden können. Vielfach sind auch nicht genügend Messdaten verfügbar, die genaue Auskunft geben, welche Schritte der Gasreinigung und -aufbereitung notwendig sind. Einige Verfahren bieten jedoch Vorteile bezüglich des H₂/CO-Verhältnisses oder des Teergehaltes im Produktgas.

Fischer-Tropsch-Reaktion

In der Vergangenheit sind verschiedene Verfahren der Fischer-Tropsch-Synthese entwickelt worden, die sich grob nach der Betriebstemperatur in Hoch- und Niedertemperatur-Verfahren einteilen lassen und die sich darüber hinaus im verwendeten Katalysator (Eisen- oder Kobaltkatalysatoren) unterscheiden. Auch bei den ReaktorbaufORMen sind mehrere Entwicklungsrichtungen bekannt, von denen heute vor allem Rohrbündelreaktoren und *Slurry-bed*-Reaktoren weiterentwickelt werden.

Als Temperaturbereiche können angegeben werden: 180°C bis 250°C für Niedertemperaturverfahren mit verstärkter Wachsproduktion und 300°C bis 350°C für Hochtemperaturverfahren mit einer Verschiebung des Produktspektrums in Richtung weniger Wachs. Die Verfahren finden in der Regel bei erhöhtem Druck von 20 bar bis 40 bar statt. Die Hauptreaktion ist stark exotherm, weshalb der Wärmeabfuhr eine besondere Bedeutung zukommt:



Die hier vorgestellten Berechnungen orientieren sich an dem von der **Firma Shell** in Bintulu eingesetzten Niedertemperaturverfahren SMDS (Shell-Mittel-Destillat-Synthese) mit nachgeschaltetem Hydrocracker. Dieses Verfahren wird auch in der Literatur häufig als Referenzverfahren genutzt und die Datenverfügbarkeit ist für einen eigenen Berechnungsansatz zumindest ausreichend.

Neben der unmittelbaren Herstellung von Kohlenwasserstoffen aus Synthesegas entsprechend dem Fischer-Tropsch-Verfahren besteht die Möglichkeit ein seitens der **Firma Lurgi** entwickeltes Verfahren (Lurgi MT Synfuels) einzusetzen, in dem über den Umweg der Herstellung von Methanol, Dimethylether und Propylen gezielt ein Produkt erzeugt wird, das im wesentlichen ebenfalls Kohlenwasserstoffe mit dem Schwerpunkt im Mitteldestillatbereich liefert. Die Anforderungen an das Synthesegas sind mit denen für das FT-Verfahren vergleichbar. Das Synthesegas muss in seiner Zusammensetzung geringfügig anders sein um in der Methanolstufe eingesetzt werden zu können. Die maximale Ausbeute in diesem Verfahren, bezogen auf das gesamte Kohlenwasserstoffprodukt, weicht nur geringfügig von der der Fischer-Tropsch-Synthese des SMDS-Verfahrens ab.

Stromerzeugung

Hinsichtlich der Abdeckung des Bedarfs an elektrischer Verdichter- oder Pumpleistungen sowie des allgemeinen Anlagenbedarfs kann Strom in der Anlage produziert oder aus dem Netz importiert werden. Elektrizitätserzeugung in der Anlage ist dann sinnvoll, wenn auf diesem Wege Restgase aus dem Prozess genutzt werden, die anderweitig nicht mehr einsetzbar sind. Dies kann vor allem dann der Fall sein, wenn der FT-Reaktor im ‚*Once-Through*‘-Betrieb arbeitet, wobei das austretende Synthesegas nicht zurückgeführt wird. Hier ist unter Umständen auch ein Export überschüssigen Stroms möglich. In Verfahrens-Varianten, bei denen eine räumliche Trennung von Pyrolyse und Vergasung/FT-Synthese besteht, können am Ort der *Slurry*-Erzeugung die anfallenden Restgase, die sich für einen Transport zum zentralen Synthesestandort nicht eignen, zur Stromproduktion verwendet werden. Dies sollte grundsätzlich mit einem möglichst hohen elektrischen Wirkungsgrad geschehen, da anfallende Wärme nur im Ausnahmefall einer vollständigen Nutzung zugeführt werden kann.

Wirtschaftlichkeit von BTL-Kraftstoffen

Wie weiter oben erwähnt, spielt mit Blick auf die insgesamt sehr komplexe Verfahrensführung zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen die Anlagenkapazität eine wichtige Rolle bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit solcher Kraftstoffe im Vergleich zu konventionellem Benzin und Diesel. Einer möglichst großen Ausbringungsmenge pro Zeit stehen mit zunehmender Transportentfernung rasch ansteigende Kosten der Biomassebereitstellung gegenüber. Eine volle Ausnutzung der Kostendegression durch Erhöhung der Ausbringungsmenge ist damit nicht möglich. Zugleich sind auch die Kosten für den Biomasserohstoff bezogen auf die enthaltene Energie von 3,30...10,50 EUR/GJ² höher als beispielsweise für Erdgas mit 2,70 EUR/GJ nach BAW [2000]. Kosten für BTL-Kraftstoffe liegen danach sehr wahrscheinlich über denen konventioneller Kraftstoffe.

In der vorliegenden Studie werden Bereitstellungskosten frei Tankstelle als Abschätzung vorgestellt. Die Basis für diese Abschätzung liefert die hier durchgeführte verfahrenstechnische Analyse sowie eine detaillierte Investitionskostenaufschlüsselung nach TIJMENSEN [2002] ergänzt unter anderem um Angaben für Rohstoff- und Rohstofflogistikkosten sowie für die Kosten der Kraftstoffdistribution. Die Ergebnisse werden für unterschiedliche Anlagengrößen und Rohstoffkosten dargestellt (siehe Kapitel 4).

² Die Schwankungsbreite der Literaturdaten zu Biomassekosten ist sehr groß: für verschiedene Holzsorten werden abhängig von der Holzart (Industrie- oder Waldrestholz) und dem Grad der Veredlung (Stückholz oder Holzpellets) Kosten von 50 EUR/t (3,30 EUR/GJ) bis 160 EUR/t (10,50 EUR/GJ) angegeben.

3 Verfahrensanalyse ausgewählter BTL-Verfahren

Der Aufbau eines Mengengerüsts für BTL-Kraftstoffe und die Bewertung ökonomischer Randbedingungen sind auf eine möglichst genaue Kenntnis der Energie- und Stoffströme der Konversionsanlage angewiesen. Einführend wurde bereits erwähnt, dass in dieser Hinsicht belastbare und unabhängige Daten bisher nicht vorliegen. Der Beitrag der vorliegenden Studie zur Diskussion um die Rolle von BTL-Kraftstoff als neue Option im Gesamtsystem ist es daher,

- beispielhaft für aktuell in der Entwicklung befindliche Verfahrensansätze solche Bilanzen zu erarbeiten und
- diese bezüglich der Belastbarkeit zu prüfen.

3.1 Vorgehensweise und Methodik

Mittels der Verfahrenssimulationssoftware PRO/II wurde die verfahrenstechnische Verschaltung für drei Verfahren zur Umwandlung von fester Biomasse in ein geeignetes Synthesegas und die nachfolgende FT-Synthese entwickelt. Als Einsatzstoffe wurden ausschließlich Holz und Stroh betrachtet.

Die Abbildung dieser Verfahren lehnen sich an

- an das Verfahren der Gestuften Reformierung der Firma D.M.2 in Herten (Verfahren A)
- an das Carbo-V[®]-Verfahren der Firma CHOREN Industries in Freiberg/Sachsen (Verfahren B) und
- an das Verfahren mit Metallbadreaktor der Firma Denaro Energiesysteme GmbH in Unna (Verfahren C).

Bei den hier untersuchten Verfahren handelt es sich um mehrstufige Verfahren, bei denen der eigentlichen Vergasung eine Pyrolysestufe vorgeschaltet ist, die den Einsatzstoff zunächst in Pyrolysegas und Pyrolysekoks (Holzkohle) umwandelt. In den hierfür gewählten Betriebsparametern und in der Art der weiteren Verfahrensführung unterscheiden sich die Verfahren jedoch wesentlich. Mit der Vorschaltung einer Pyrolysestufe wird eine Aufteilung in zwei separate Energie- und Stoffströme vorgenommen, die sich im weiteren Verlauf unterschiedlich nutzen lassen. Für eine hohe stoffliche Ausbeute aus dem Einsatzstoff ist die Nutzung beider Ströme zur Rohgaserzeugung notwendig. Dies geschieht zum Beispiel nicht, wenn Pyrolyseeinheit und Vergasung/FT-Synthese räumlich getrennt sind, wie dies bei Verfahren C oder in einem Verfahrenskonzept des Forschungszentrums Karlsruhe der Fall ist. In diesen Fällen lässt sich jedoch – vor Ort – das Schwelgas energetisch, beispielsweise zur Erzeugung von Strom und Wärme nutzen, wofür in der ökonomischen Bilanz ebenfalls Erlöse erzielt werden.

Nicht untersucht wurden in der vorliegenden Studie Verfahren, die den Einsatzstoff mittels Wirbelschichtvergaser direkt umsetzen. Ein Beispiel hierfür ist der Vergaser mit Zirkulieren der Wirbelschicht (ZWS) des Fraunhofer-Instituts UMSICHT in Oberhausen. Da dieser jedoch zur Erzeugung einer Wirbelschicht mit Luft als Vergasungsmittel betrieben wird, ist dessen Eignung für BTL-Verfahren mit Fischer-Tropsch-Synthese wegen der hohen Stickstofffracht zunächst nur eingeschränkt gegeben. Zukünftig sind jedoch Verfahrensmodifikationen denkbar, die auch diesen Vergasertyp in einem BTL-Prozess anwendbar werden lassen.

Die Eignung anderer Vergasungsverfahren zur Kombination mit der nachgeschalteten FT-Synthese zur BTL-Produktion muss genau analysiert werden. Hier besteht weiterer For-

schungsbedarf. Ebenso sind vertiefte Analysen anderer Nutzungsrouten des erzeugten Synthesegases, wie z.B. die Nutzung von Biomethan oder Wasserstoff, notwendig.

Aufgrund des engen zeitlichen Rahmens der Studie ist der Fokus der Betrachtung auf wenige exemplarische Konzepte gelegt worden, die aktuell in NRW diskutiert werden. Die Annahmen, die den Abbildungen der Prozesse zugrunde liegen, sind im Gespräch mit den Anlagenbetreibern plausibilisiert worden.

Die Synthesegaserzeugung wird nach diesen drei untersuchten Prozessen abgebildet, während die nachfolgende FT-Synthese für alle Verfahren simultan betrachtet wird. Als Gasaufbereitungsstufen wurden die Shift-Reaktion zur Einstellung des H_2/CO -Verhältnisses und die CO_2 -Abtrennung berücksichtigt. Die Wasserstoffversorgung für den Hydrocracker wird mit Hilfe einer Druckwechseladsorption zur Wasserstoffabtrennung aus dem Synthesegas realisiert. Die der Vergasung und Gasaufbereitung nachgeschaltete FT-Synthese wurde für alle Verfahrensvarianten übereinstimmend angesetzt.

Für die Verfahren A und C werden jeweils zwei Datensätze („optimistisch“ und „konservativ“) für die beiden Einsatzstoffe angegeben. Damit werden Unsicherheiten bei der Analyse aufgezeigt, die abhängig von der zukünftigen Verfahrens- beziehungsweise Konzeptentwicklung zu deutlich unterschiedlichen Ergebnissen führen können. Bei Verfahren A betrifft dies vor allem die Frage nach der Nutzbarkeit des in der Vergasung erzeugten Methans für den FT-Prozess. Bei Verfahren C hängt die Ausbeute an Kraftstoff deutlich davon ab, ob eine im Konzept vorgeschlagene räumliche Trennung der Verfahrensteile Verschmelzung und Synthesegaserzeugung bzw. Kraftstoffsynthese vorgenommen wird. Aufgrund der höheren Belastbarkeit der Daten im Verfahren B konnte auf die Darstellung von Bandbreiten verzichtet werden.

Im Rahmen der Kostenabschätzung werden zwei verschiedene Anlagengrößen betrachtet. Dabei handelt es sich um eine kleinere, eher dezentrale Anlage mit $100 MW_{th}$, sowie eine größere mit $500 MW_{th}$ Feuerungswärmeleistung (FWL). Diese später notwendige Definition spielt bei der Verfahrensbewertung zunächst keine Rolle, da hier mit spezifischen Werten bezogen auf 1 t Rohstoff gerechnet wird.

3.2 Verfahren zur Vergasung fester Biomasse

In den folgenden Kapiteln werden die Verfahren kurz charakterisiert und die Ergebnisse der Verfahrensanalyse vorgestellt und diskutiert. Hierin eingeschlossen sind auch die Gasaufbereitungsschritte zur Bereitstellung eines für den FT-Prozess geeigneten Synthesegases. Dabei dient ein erster Schritt der Gasaufbereitung zur Einstellung des notwendigen Verhältnisses von Wasserstoff zu Kohlenmonoxid (H_2/CO), ein weiterer dem Auswaschen vom überflüssigem CO_2 mittels einer Wäsche und ein letzter der Abtrennung des für die Hydrierung des FT-Zwischenproduktes notwendigen Wasserstoffs. Zusätzlich sind Reinigungsschritte zur Entfernung der Katalysatorgifte wie Schwefel, Halogene (z.B. Cl insbesondere bei Stroh als Biomasse) und Arsen an unterschiedlichen Stellen des jeweiligen Verfahrens notwendig. Diese Schritte sind nicht grundsätzlich mit stofflichen oder energetischen Verlusten beim erzeugten Gas verbunden und werden in der Stoff- und Energiebilanz nicht berücksichtigt.

Die Form der Verwertung der in allen drei Verfahren als Dampf anfallenden Wärme hängt von den jeweiligen Gegebenheiten ab. Ein Teil des im Gaserzeugungssystem anfallenden Dampfes wird für die Produkttrennung nach dem Fischer-Tropsch-Prozess gebraucht. Zur Stromerzeugung ist daher nur die verbleibende Restmenge nutzbar.

Für Leistungen ab $5 MW_{el}$ sind heute Gegendruck- und Kondensationsdampfturbine Stand der Technik. Diese haben einen deutlich höheren Wirkungsgrad als die für kleine Einrichtungen einsetzbaren Dampfmaschinen. Die Menge der gewinnbaren mechanischen und damit

auch der elektrischen Energie aus dem Dampf hängt bei gleichen Eintrittsbedingungen im Wesentlichen von der Temperatur ab, die am Ende des Wandlungsprozesses herrscht.

Die Kondensationsdampfturbine führt zu besseren Ergebnissen bei der Stromerzeugung, die Gegendruckdampfturbine ist für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) besser geeignet. Die angegebenen Strommengen sind unter diesen Gesichtspunkten von der Größe der Anlage abhängig. Bei den Turbinen wird mit einem Wirkungsgrad von 80 %, bezogen auf den adiabaten Entspannungsschritt, gerechnet. Für den Dampfmotor kann als obere Grenze 40 % angesehen werden. Wechselrichter senken den Stromerzeugungswirkungsgrad um weitere 5 %. Das Ziel, die Stromausbeute zu maximieren, kann daher nur in dem aufgezeigten Rahmen erreicht werden. Die Restwärme des gesamten Systems, d.h. Wärme aus der Gaserzeugung bei KWK und aus der FT-Anlage, kann grundsätzlich als Fernwärme genutzt werden. Hierfür müssen allerdings geeignete Abnehmerstrukturen vorliegen.

Die weiter unten dargestellten Ergebnisse gelten generell für eine auf die stoffliche Ausbeute optimierte Wahl der Verfahrensparameter. Abweichend davon ist es auch möglich einen größeren als den jeweils angegebenen Teil des Anlagenstrombedarfs durch intern produzierten Strom zu ersetzen. Dies würde jedoch einen Verlust an stofflicher Ausbeute bedeuten. Die Abwägung dieser Aspekte ist Gegenstand der konkreten Optimierung durch die Betreiber am jeweiligen Standort.

3.2.1 Verfahren A

Bei diesem Verfahrensweg nach D.M.2 wird ein Wärmeträger, Korundkugeln, eingesetzt, der im Umlauf geführt wird und Wärme an zwei Gaserzeugungsschritte abgibt. Im ersten Gaserzeugungsschritt wird durch Schwelung bei ca. 550°C ein teerhaltiges Schwelgas erzeugt, das in einem zweiten Schritt, einem Reformierungsschritt, in dem ggf. Wasserdampf zugesetzt wird, das Rohgas als Vorläufer des Synthesegases bereitstellt.

Die für diese beiden Stufen notwendige Wärme wird durch gestufte Verbrennung des im Schwelerschnitt erzeugten Schwelkokes erzeugt und mit dem Rauchgas auf die Wärmeträgerkugeln übertragen. Diese 1 050°C heißen Kugeln wandern von oben nach unten zunächst durch die Reformierungsstufe und danach durch die Schwelstufe, der das Rohmaterial (Biomasse) zugeführt wird. Auf diese Art wird der Reformierungsstufe die Wärme bei der notwendigen hohen Temperatur von etwa 950°C zugeführt und das Schwelgut auf die geringere Temperatur von ca. 550°C erhitzt.

Die Zusammensetzung des Rohgases des Reformers lässt sich durch Temperaturführung, Dampfzugabe und Zuschläge, z.B. Kalk gemäß Betreiber weitgehend steuern, so dass wahlweise ein Rohgas mit erheblichem Methanteil zur motorischen Verbrennung oder eines mit geringem Methangehalt, das als Synthesegas angesehen werden kann, hergestellt wird. Das Gas enthält, zumindest wenn die Fahrweise zu einem hohen Methangehalt führt, einen Teerrest, der in einer Wäsche entfernt werden muss.

Als zu vergasendes Material können grundsätzlich Biomassen jeder Art und Sekundärrohstoffe wie Altholz oder sogar Rotorblätter von Windkraftanlagen eingesetzt werden. Mit Hilfe einer gestuften Verbrennung des festen Schwelproduktes lässt sich Schlackebildung vermeiden. Das Rauchgas dieser gestuften Verbrennung wird zum Erhitzen der Wärmeträgerkugeln auf 1 050°C eingesetzt.

Abbildung 3-1 zeigt ein vereinfachtes Verfahrensschema als Grundlage der hier vorgestellten Analyse, das sich am zuvor beschriebenen Verfahren orientiert. Die dargestellten Werte gelten für Holz als Einsatzstoff und für – mit Blick auf die Ausbeute an FT-Produkt – „optimistische“ Annahmen zum Verfahren. Dies betrifft insbesondere die Möglichkeit der Nutzung des bei der Vergasung entstehenden Methans, entweder durch katalytische Spaltung in Wasserstoff und Kohlenmonoxid oder durch Verbesserung des FT-Prozesses in der Richtung, dass auch Methan zur Synthese höherer Kohlenwasserstoffe genutzt werden kann. Letztere Opti-

on ist nach heutigem Kenntnisstand noch nicht realisiert. Die vollständigen Berechnungsergebnisse auch für Stroh als Einsatzstoff enthält Tabelle 3-1. Die zugehörigen Abbildungen analog zu Abbildung 3-1 sind im Anhang zu finden.

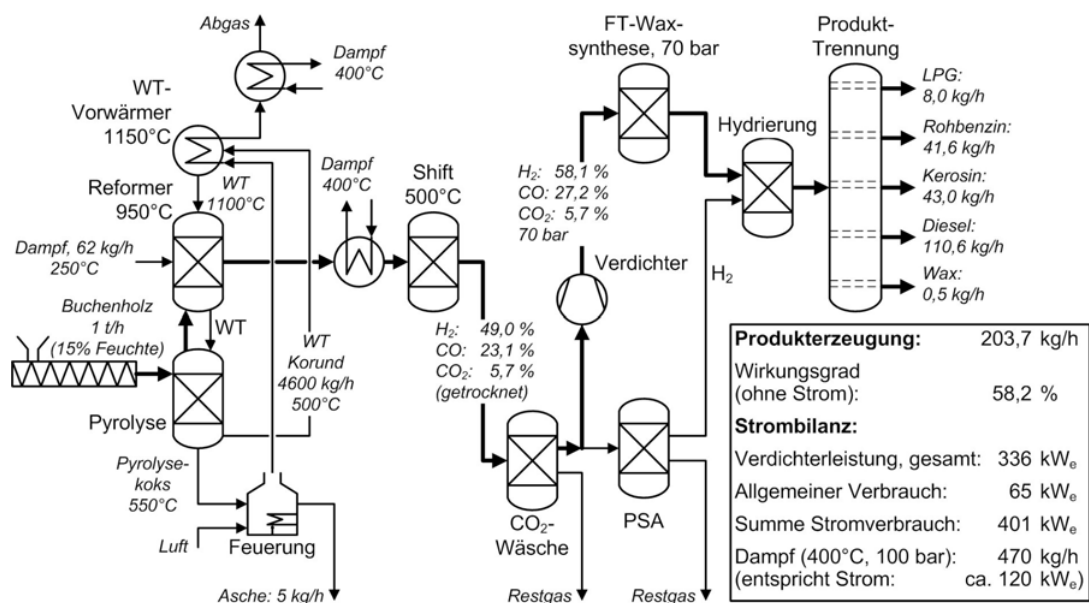


Abbildung 3-1: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A „optimistisch“ bei Holz als Einsatzstoff³

Tabelle 3-1: Ausbeuten und Wirkungsgrade für Verfahren A bei Nutzung von Holz und Stroh

		Holz („optimistisch“)	Stroh („optimistisch“)	Holz („konservativ“)	Stroh („konservativ“)
LPG	[kg/t]	8,0	7,4	5,9	5,4
Rohbenzin	[kg/t]	41,6	38,9	30,7	28,1
Kerosin	[kg/t]	43,0	40,1	31,6	29,0
Diesel	[kg/t]	110,6	103,2	81,3	74,5
Mitteldestillat	[kg/t]	153,6	143,3	112,9	103,5
Wax	[kg/t]	0,5	0,5	0,4	0,3
Strombedarf	[kWh _e /t]	401	386	377	368
Stromproduktion	[kWh _e /t]	120	117	110	108
Wirkungsgrad	[--]	49 %	49 %	37 %	35 %

Angaben für ‚optimistisch‘ und ‚konservativ‘ angenommenen Randbedingungen für Verfahrenskomponenten. Die Wirkungsgradberechnung berücksichtigt primärenergetisch bewerteten Strom nach dem deutschen Strommix. Mitteldestillat als Summe aus Kerosin und Diesel.

³ Weitere Abbildungen für „konservative“ Annahmen und für Stroh als Einsatzstoff, siehe Anhang; FT...Fischer-Tropsch, LPG...Liquid Petroleum Gas, Flüssiggas, PSA...Wasserstoffabtrennung mittels Druckwechseladsorption, WT...Wärmeträger

3.2.2 Verfahren B

Bei Verfahren B in Anlehnung an den gegenwärtigen Entwicklungsstand des Carbo-V®-Verfahrens wird gezielt ein hochwertiges Synthesegas für die FT-Synthese hergestellt. Im gegenwärtigen Entwicklungsstand wird bereits in der Schwelstufe ein deutlicher Überdruck von 4 bar eingestellt, wodurch der Verdichtungsaufwand für das Synthesegas vor der CO₂-Wäsche deutlich gemindert werden kann. In dieser Stufe wird vorhandenes Wasser mit Wärme aus den Brüden der FT-Synthese verdampft und eine Verschwelung unter Zufuhr von Sauerstoff durchgeführt.

Das im ersten Schritt erzeugte Schwelgas ist teerhaltig und hat einen hohen Heizwert. Der erzeugte Schwelkoks (z.B. Holzkohle, Biocarbon) wird gemahlen und in der zweiten Stufe des Verfahrens in einer Flamme des Schwelgases mit Sauerstoff bei einer Temperatur von 1 400°C zu einem teerfreien Synthesegas mit geringem Methananteil umgesetzt. Dieses Rohgas wird nach Abkühlung mit Dampferzeugung, Entstaubung und Wäsche der für die FT-Synthese notwendigen Aufbereitung mit Shift-Stufe zur Erhöhung des Wasserstoffanteils und CO₂-Wäsche zur Minderung der CO₂-Konzentration zugeführt.

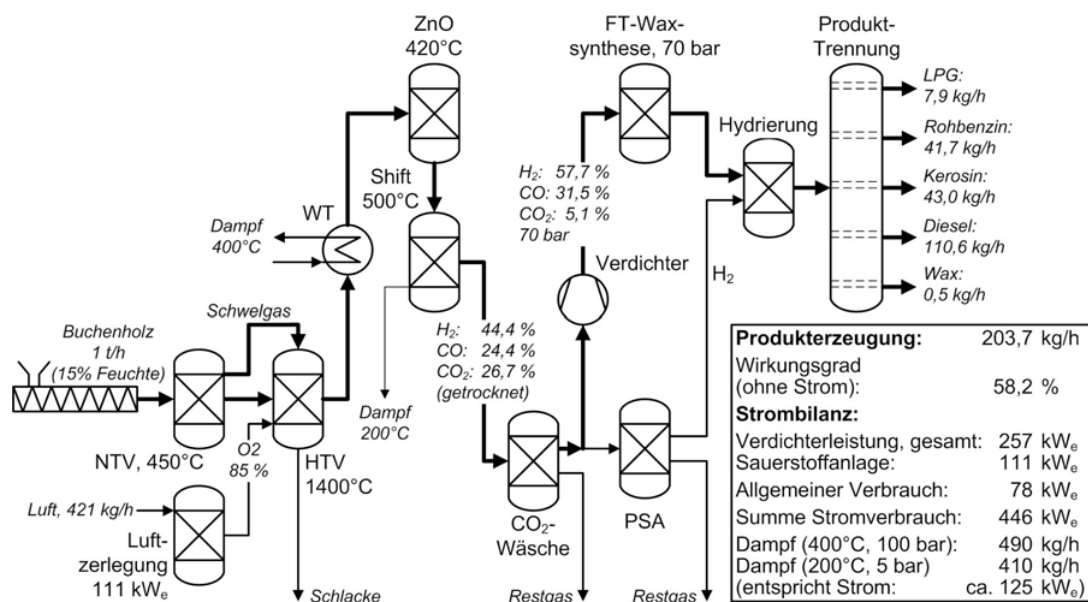


Abbildung 3-2: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren B bei Nutzung von Holz als Einsatzstoff⁴

Angaben zu Gaszusammensetzungen und Ausbeuten enthält das vereinfachte Verfahrensschema in Abbildung 3-2 für Holz als Einsatzstoff (für Stroh als Einsatzstoff, siehe Anhang). Vergleichend sind Ausbeuten und Wirkungsgrade für Holz und Stroh in Tabelle 3-2 dargestellt. Auf eine Bandbreitendarstellung analog zu Verfahren A konnte hier aufgrund der höheren Datenqualität verzichtet werden.

⁴ Abbildung für Stroh als Einsatzstoff: siehe Anhang
 FT...Fischer-Tropsch; LPG...Liquid Petroleum Gas, Flüssiggas; PSA...Wasserstoffabtrennung mittels Druckwechseladsorption; NTV...Niedertemperaturvergaser, HTV...Hochtemperaturvergaser

Tabelle 3-2: Ausbeuten und Wirkungsgrade für Verfahren B bei Nutzung von Holz und Stroh

		Holz	Stroh
LPG	[kg/t]	7,9	7,4
Rohbenzin	[kg/t]	41,7	39,1
Kerosin	[kg/t]	43,0	40,3
Diesel	[kg/t]	110,6	103,6
Mitteldestillat	[kg/t]	153,6	143,9
Wax	[kg/t]	0,5	0,5
Strombedarf	[kWh _e /t]	446	444
Stromproduktion	[kWh _e /t]	125	121
Wirkungsgrad	[--]	48 %	47 %

Die Wirkungsgradberechnung berücksichtigt primärenergetisch bewerteten Strom nach dem deutschen Strommix. Mitteldestillat als Summe aus Kerosin und Diesel.

3.2.3 Verfahren C

Im hier untersuchten Verfahrensentwurf in Anlehnung an ein Konzept der Firma Denaro Energiesysteme wird die eingebrachte Biomasse bei ca. 500°C in einem von außen temperierten Schmelkanal mittels einer Schnecke transportiert. Dieser Kanal ist in einen Gesamtapparat eingebaut, der wie auch der Schmelkanal aus einer hochtemperaturstabilen Spezialkeramik hergestellt ist. Wegen der langen Schmelddauer entsteht teearmes Schmelgas, dessen Energieinhalt entweder unmittelbar zur Elektrizitätserzeugung mittels Brennstoffzelle (Typ MCFC), Verbrennungs- oder Stirlingmotor genutzt werden (dezentrales System) oder zur Beheizung der zweiten Stufe des Gesamtverfahrens für die Synthesegaserzeugung beitragen kann. Für die Berechnungen wurde – abweichend vom von der Firma Denaro vorgestellten Konzept – aufgrund des hohen elektrischen Wirkungsgrades eine MCFC zur Optimierung der Stromerzeugung gewählt.

In der Schmelstufe wird neben dem Schmelgas ein Schmelkoks (Holzkohle, Biocarbon) erzeugt. Dieser Schmelkoks wird in einem Metallbadreaktor bei einer Temperatur von 1600°C mit Wasserdampf zu einem Gas umgesetzt, das im chemischen Gleichgewicht nahezu ausschließlich aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid besteht.

Der Metallbadreaktor wird aus dem gleichen keramischen Material gefertigt wie der Schmelreaktor. Dieser Reaktor wird von außen beheizt, um die notwendige Reaktionswärme bereitzustellen. Dafür wird ein Teil des produzierten Gases verbrannt. Die fühlbare Wärme des Produktgases wird teilweise zur Aufheizung und Verdampfung des für die Vergasung notwendigen Wassers genutzt. Ein Teil der Wärme dient der Dampferzeugung für Stromerzeugung und Beheizungszwecke.

Aus dem Metallbad kann das Gas gemäß den Herstellerangaben auf einem Wege ausgeschleust werden, der eine weitgehende Freiheit von Katalysatorgiften ermöglicht. Dieses Gas wird nach den o.g. Wärmenutzschritten in einem Shift-Reaktor auf ein für die FT-Synthese notwendiges Wasserstoff-Kohlenmonoxid-Verhältnis eingestellt. In der nachgeschalteten CO₂-Wäsche wird überschüssiges CO₂ entfernt.

Für den Fall, dass beide Anlagenteile, das heißt die Verschmelzung und die Sythesegaserzeugung bzw. Kraftstoffsynthese räumlich zusammengelegt sind, zeigt Abbildung 3-3 das den Berechnungen zugrunde liegende Verfahrensschema und die zugehörigen Gaszusammensetzungen und Ausbeuten.

Tabelle 3-3 stellt vergleichend die Ausbeuten und Wirkungsgrade für alle betrachteten Fälle gegenüber.

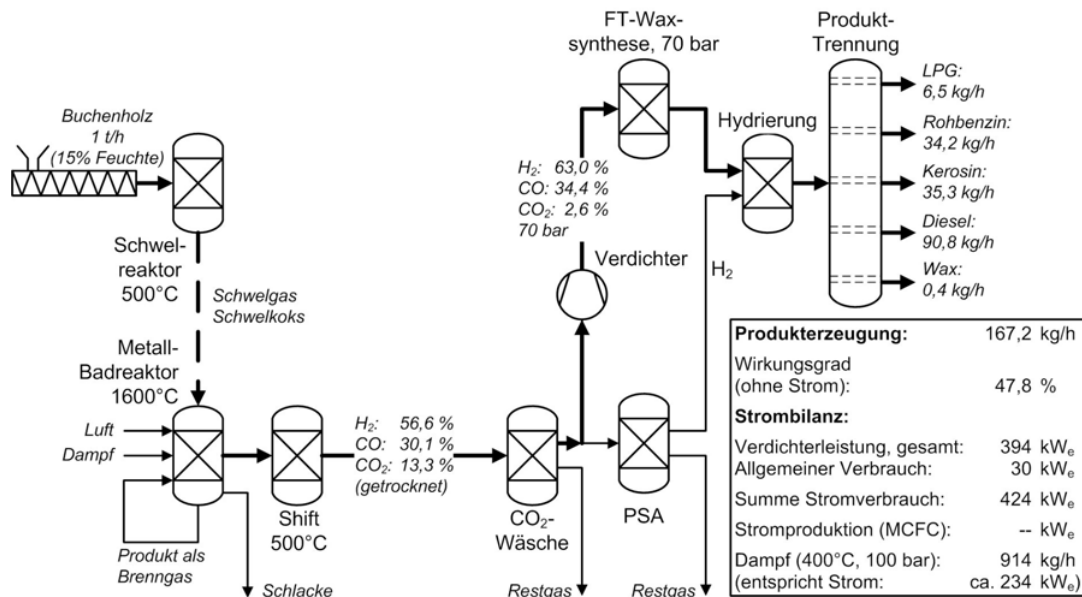


Abbildung 3-3: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „integriert“ für Holz als Einsatzstoff⁵

Tabelle 3-3: Ausbeuten und Wirkungsgrade für Verfahren C auf der Basis von Holz und Stroh

		Holz („integriert“)	Stroh („integriert“)	Holz („getrennt“)	Stroh („getrennt“)
LPG	[kg/t]	5,4	5,3	4,2	4,1
Rohbenzin	[kg/t]	28,5	27,7	21,9	21,3
Kerosin	[kg/t]	29,4	28,5	22,7	22,0
Diesel	[kg/t]	75,6	73,3	58,3	56,5
Mitteldestillat	[kg/t]	105,0	101,8	81,0	78,5
Wax	[kg/t]	0,3	0,3	0,3	0,3
Strombedarf	[kWh _e /t]	424	401	245	235
Stromproduktion	[kWh _e /t]	233	179	872	807
Wirkungsgrad	[--]	43 %	42 %	43 %	43 %

„Integriert“: Schwelstufe und Vergasung/Synthese an einem Standort, „getrennt“: Schwelstufe und Vergasung/FT-Synthese räumlich getrennt. Die Wirkungsgradberechnung berücksichtigt primärener-

⁵ Weitere Abbildungen für „dezentral“ und für Stroh als Einsatzstoff, siehe Anhang. FT...Fischer-Tropsch; LPG...Liquid Petroleum Gas, Flüssiggas; PSA...Wasserstoffabtrennung mittels Druckwechseladsorption

getisch bewerteten Strom nach dem deutschen Strommix. Mitteldestillat als Summe aus Kerosin und Diesel.

Die Strategie des Verfahrenskonzeptes nach Denaro ist die Produktion von Strom und Kraftstoff. Da bei der hier durchgeführten Analyse die Produktion von FT-Kraftstoffen im Vordergrund steht wird neben dem im Konzept vorgeschlagenen dezentralen Verfahrensweg auch eine integrierte Verfahrensvariante im Sinne einer Optimierung auf die FT-Kraftstoffproduktion untersucht. Dabei finden an ein und demselben Standort Verschmelzung, Synthesegaserzeugung und FT-Synthese statt.

Der Weg zu der hohen Temperatur des Metallbadreaktors ist sehr energieintensiv. Daher ist die Zusammenlegung der zunächst räumlich deutlich getrennten, von einander unabhängigen Schritte der Verschmelzung und der Synthesegaserzeugung sinnvoll. Auf diesem Wege kann der Energieinhalt des Schwelgases zur Synthesegaserzeugung genutzt werden. Dadurch kann die Ausbeute an FT-Produkt um nahezu 40 % (relativ) erhöht werden. Die Stromerzeugung aus dem Schwelgas entfällt in diesem Fall. Eine mögliche Stromerzeugung findet ausschließlich durch Nutzung der Wärme der Abgase statt. Sie ist an dieser Stelle gemäß der Menge an produziertem Gas erhöht.

In einem weiteren, zusätzlichen Schritt ist zu prüfen, ob mit Apparaten aus dem genannten keramischen Material eine deutlich weiterführende Vorwärmung von Wasserdampf und Brennluft realisiert werden kann. Eine druckarme Erhitzung bis auf 1 200 °C ist denkbar. Apparate aus Metallen lassen derartige Betriebsmitteltemperaturen nicht zu.

Unter Nutzung beider Möglichkeiten steigt die Ausbeute an FT-Produkt um mehr als 80 %. Die Stromausbeute ist in diesem Fall entsprechend geringer. Die Ausbeute an fühlbarer Wärme, bzw. an elektrischer Energie sinkt entsprechend.

Die Größe der einzelnen Betriebseinheiten wird bei der Auswahl des Stromerzeugers zu beachten sein. Für Einheiten, die 5 MW_{el} und mehr erreichen, sind Kondensationsturbinen mit entsprechend hohem Wirkungsgrad möglich. Die hohen Abgastemperaturen des Systems erlauben auch den Betrieb von Stirlingmotoren.

3.3 Fischer-Tropsch-Synthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese wurde in der jüngeren Vergangenheit ständig weiterentwickelt. Der Antrieb hierfür ist mit den Stichworten CTL (*coal to liquid*) und GTL (*gas to liquid*) verbunden. Ziel dieser Entwicklungen ist insbesondere eine hohe Selektivität, da grundsätzlich bei dem FT-Prozess ein breites Spektrum an Kohlenwasserstoffen entsteht. Die Mitteldestillatsynthese der Firma Shell, SMDS, wird derzeit besonders häufig diskutiert. In dieser Mitteldestillatsynthese wird in zwei Stufen gezielt auf ein Produkt mit hohem Anteil an aliphatischen Kohlenwasserstoffen im Bereich von Dieselkraftstoff und Kerosin hingearbeitet. Innerhalb des Produktspektrums, das stets einen großen Bereich an Kohlenwasserstoffen abdeckt, können Schwerpunkte gesetzt werden.

Für die vorliegende Analyse wurde ein Produktspektrum gewählt, wie man es aus den öffentlich zugänglichen Daten zur Anlage der Shell in Bintulu, Malaysia, ermitteln kann. Verschiebungen innerhalb des Spektrums sollten möglich sein. Eine Einengung ausschließlich auf das Zielprodukt Dieselkraftstoff ist gemäß dem heutigen Stand der Technik nicht möglich.

Aus den frei verfügbaren Daten lässt sich ein Produktspektrum ermitteln, das über 75 % Mitteldestillat mit einem Anteil von ca. 80 % Dieselkraftstoff und ca. 20 % Kerosin enthält. Die Anhebung des Ausbeuteanteils an Dieselkraftstoff auf über 90 % des gesamten FT-Produkts wird grundsätzlich als möglich betrachtet. Weitere Produkte des SMDS-Verfahrens sind Naphtha, LPG und geringe Mengen an Paraffin sowie pasteusen und festen Fetten (Wax).

Bei der Synthese im FT-Verfahren wird mit bis ca. 15 % (bezogen auf den Energieinhalt des eingesetzten Rohproduktes) eine relativ große Menge an fühlbarer Wärme frei. Das Temperaturniveau dieser Wärme ist durchaus geeignet das Rohprodukt zu erwärmen. Dabei wird jedoch nur ein Teil dieser Wärme gebraucht. Es sollte daher geprüft werden, ob diese Wärme für Heizzwecke genutzt werden kann.

3.4 Zusammenfassung

Mit Hilfe der Verfahrensanalyse sind vollständige Massen- und Energiebilanzen für BTL-Verfahren auf der Basis von Literaturangaben ermittelt worden. Die hier vorgestellten, in Richtung einer Optimierung der stoffliche Ausbeute hin errechneten Ergebnisse deuten daraufhin, dass sehr unterschiedliche Verfahren der Vergasung, Rohgasaufbereitung und FT-Synthese prinzipiell geeignet sind, aus festen Biomasserohstoffen flüssige synthetische Kohlenwasserstoffe zu erzeugen. Hauptprodukt solcher Verfahren ist Diesel, als Koppelprodukte werden Rohbenzin und Kerosin hergestellt, die zur Erreichung einer günstigen Energie- und Kostenbilanz ebenfalls zur Energieträgerbereitstellung genutzt werden müssen. Für zukünftige Anlagen wird ein deutlich höherer Anteil der Mitteldestillate am Gesamtprodukt für möglich gehalten.

Als massenbezogene Ausbeute erscheinen für die Verfahren A und B⁶ Werte von maximal etwa 110 kg Dieselkraftstoff je Tonne Einsatzbiomasse erreichbar (siehe Abbildung 3–4). Für Benzin und Kerosin wurden jeweils etwa 40 kg je Tonne Biomasse ermittelt, die Ausbeute an LPG beträgt ungefähr 8 kg je Tonne Biomasse. Insgesamt können damit ca. 200 kg verwertbares Produkt je Tonne Biomasse bereitgestellt werden. Für zukünftige Konzepte der Kraftstoffsynthese werden grundsätzlich auch höhere Anteile an Diesel relativ zur Menge des Gesamtprodukts für möglich gehalten. Die Ausbeuten für Stroh als Einsatzstoff liegen bei allen untersuchten Verfahren nur geringfügig unter denen für Holz.

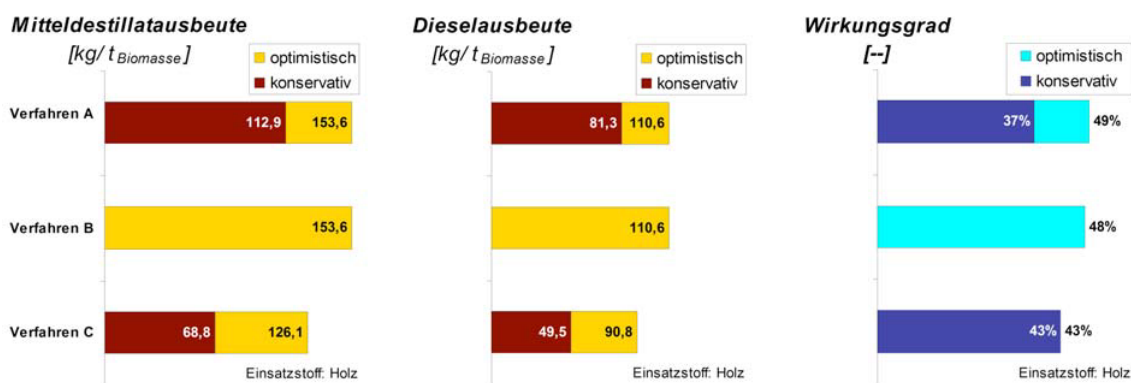


Abbildung 3-4: Ausbeute in kg je Tonne Biomasse und Wirkungsgrade, jeweils für Holz als Einsatzstoff⁷

Für die Bewertung der energetischen Wirkungsgrade der Verfahren spielt insbesondere auch der Bedarf an Elektrizität für Kompressoren und gegebenenfalls für eine Luftzerlegungsanlage eine Rolle. Wird der eingesetzte Strom primärenergetisch bewertet, sind gemäß Abbil-

⁶ Verfahren A: in Anlehnung an D.M.2; Verfahren B: in Anlehnung an CHOREN Industries (Carbo-V[®]); Verfahren C in Anlehnung an Denaro Energiesysteme

⁷ Mitteldestillat als Summe aus den Werten für Diesel und Kerosin; Daten zum Wirkungsgrad inklusive primärenergetisch bewertetem Strom

dung 3–4 Wirkungsgrade von maximal 49 % möglich. Soll der Bedarf an Elektrizität aus dem Betrieb der Anlage heraus gedeckt werden, ist dies mit einem Verlust an stofflicher Ausbeute verbunden.

Bei Verfahren C liegen die ermittelten Ausbeuten mit maximal 91 kg Dieselkraftstoff je Tonne Holz und Wirkungsgrade von maximal 43 % unter denen der anderen hier analysierten Verfahren. Dies liegt vor allem am Energieaufwand für die Vergasung bei 1 600°C zur Aufheizung der notwendigen Luft und des Dampfes. Bei räumlicher Trennung der dezentralen Verschwelung zur Biokoks-Erzeugung und der zentralen Vergasung und Synthese, wie es das Konzept der Firma Denaro vorsieht, liegt die Ausbeute an BTL-Kraftstoff nochmals deutlich tiefer. Eine Zusammenlegung der beiden Verfahrensschritte an einen Ort erhöht bei Vorheizung der benötigten Brennluft und des Reformerswassers auf die gleichen Temperaturen wie im angeführten getrennten Fall bereits um ca. 40 % auf etwa 69 kg Dieselkraftstoff je Tonne Holz. Kann die Möglichkeit keramischer Apparate dahingehend genutzt werden, dass Wasser und Luft mit der Wärme des Abgasstromes auf 1 200°C aufgeheizt werden, steigt die Ausbeute an Dieselkraftstoff insgesamt um über 80 % auf etwa 91 kg.

Die hohen Abgastemperaturen im Verfahren C machen – solange sie nicht zur Vorwärmung eingesetzt werden – eine Erzeugung eines hochwertigen Kraftwerkdampfes, z.B. 600°C, 150 bar, möglich. Die Stromausbeute kann in diesem Fall höher sein, als wenn Dampf nur mit 400°C bereitsteht, wie bei allen Verfahren grundsätzlich angesetzt.

4 Kraftstoffkosten

Wesentlich für den Markterfolg eines alternativen Kraftstoffes sind dessen Kosten der Bereitstellung. Dies gilt auch, wenn durch eine aktive Gestaltung der Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel die öffentliche Förderung von Investitionen in Produktionsanlagen oder eine steuerliche Besserstellung des neuen Kraftstoffes Beeinflussungsmöglichkeiten bestehen. Dieselmotoren aus BTL-Verfahren werden heute grundsätzlich in den gleichen Verbrennungsmotoren umgesetzt, wie herkömmlicher Diesel. Die höhere Kraftstoffqualität wird sich nur bei ausreichender quantitativer Verfügbarkeit in zukünftigen Generationen von Verbrennungsmotoren in Effizienzvorteilen niederschlagen (STEIGER [2003]) und dann entsprechend höhere Marktpreise begründen.

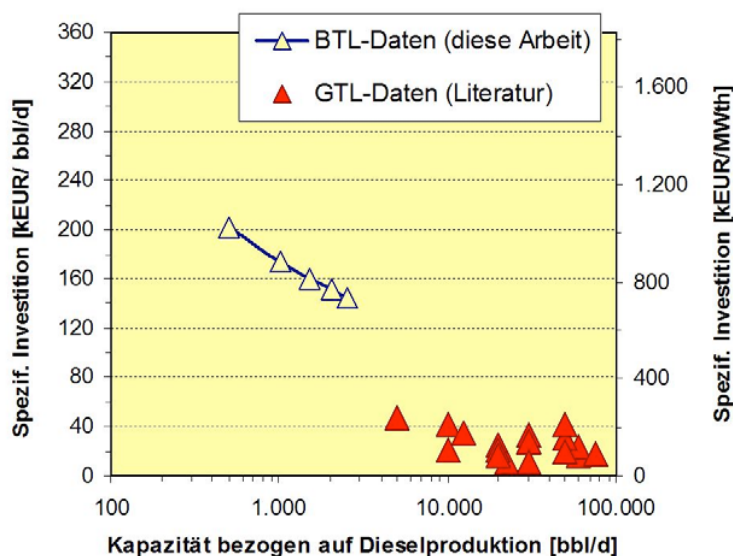
Eine Prognose der Kraftstoffkosten aus BTL-Produktion ist aus heutiger Sicht schwierig und mit großen Unsicherheiten verbunden, was zum einen an mangelnder Kenntnis der ‚optimalen‘ Herstellverfahren und damit der Investitionskosten liegt. Zum anderen müssen – um die Versorgung auch nur einer Produktionsanlage genügend großer Kapazität sicherzustellen – verschiedene Einsatzstoffe, wie zum Beispiel Holz als Wald- und Industrierestholz oder Stroh mit unterschiedlichen stofflichen Eigenschaften und ihrerseits unterschiedlichen Kosten der Bereitstellung berücksichtigt werden. Weiterhin unterliegen diese Einsatzstoffe unterschiedlichen und sich wandelnden Nutzungskonkurrenzen, die eine Prognose der Marktpreise sehr unsicher werden lassen. Auf diese Unsicherheiten wird in der hier vorgestellten Kostenabschätzung soweit möglich durch die Einführung von Bandbreiten für relevante Parameter Rücksicht genommen.

Bezüglich der hier analysierten Prozesskette aus:

- Rohstoffbereitstellung
- BTL-Verfahren
- Kraftstoffdistribution

wurde ein Kostenmodell erstellt, das sich zunächst auf eine detaillierte Investitionskostenaufstellung von BTL-Anlagen in TIJMENSEN [2002] stützt. Hierin sind Anlagenkomponenten zur Biomassevorbereitung, zur Rohgasaufbereitung sowie verschiedene Vergasertypen aufgeführt und mit Skalierungsfaktoren zur Darstellung unterschiedlicher Anlagenkapazitäten ergänzt. Hieraus wurden die Komponenten ausgewählt und entsprechend den unterstellten Anlagenkapazitäten von 100 MW_{th} und 500 MW_{th} skaliert, die mit Bezug auf die vorliegenden Verfahren benötigt werden. Unsicherheiten bestehen insbesondere bei der Auswahl des Vergasertyps, da die angegebenen nicht den hier analysierten, mehrstufigen Vergasungsverfahren entsprechen. Die hier getroffene Auswahl repräsentiert deshalb einen Mittelwert aus den zur Verfügung stehenden Daten. Ebenso sind die Angaben für den FT-Reaktor als unsicher zu bewerten, da FT-Reaktoren in dieser Leistungsklasse bisher nicht bekannt geworden sind und die hierzu genutzten Quellen in der Studie nicht näher bezeichnet werden.

Abbildung 4-1 zeigt unter Zugrundelegung der hier getroffenen Auswahl und einiger zusätzlich notwendiger Annahmen die ermittelten Investitionskosten in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität bezogen auf die Ausbringungsmenge. Aus Vorsichtsgründen wurden die ermittelten Investitionssummen um 10 % erhöht, da kommerzielle Anlagen bisher nicht realisiert worden sind. Zu beachten ist, dass der dargestellte funktionelle Zusammenhang für konkrete Anlagen nicht stimmen muss. Letztendlich kann nur eine detaillierte Auslegung eines Verfahrens oder Verfahrenskonzeptes die erwartbaren Kosten bestimmen.



Quelle: angepasst nach TIJMESEN [2002]

Abbildung 4-1: Investitionskosten für BTL-Anlagen in Abhängigkeit von der Ausbringungsmenge⁸

4.1 Kosten des Einsatzstoffes

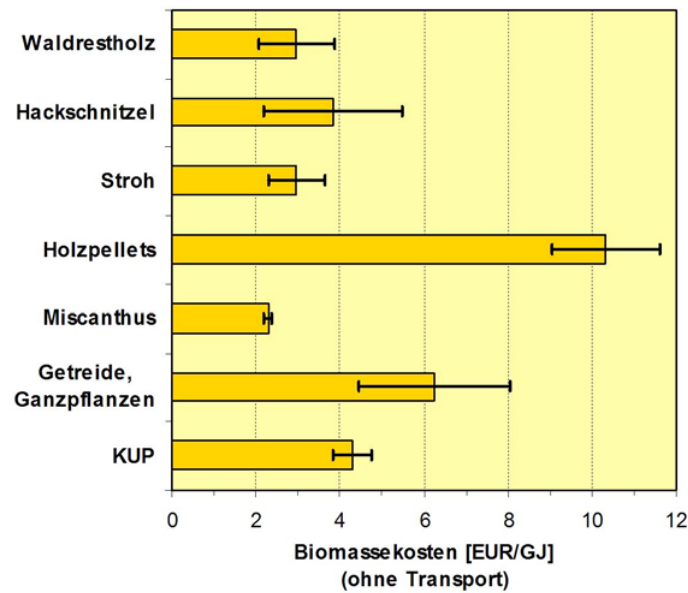
Eine weitere Berechnungsgröße mit bedeutendem Einfluss auf das Berechnungsergebnis stellen die Kosten der Bereitstellung des Biomasserohstoffes dar. Hierzu stehen verschiedene Quellen zur Verfügung, deren Analyse beispielsweise für Holz deutlich macht, dass abhängig von der Herkunft oder vom Grad der Veredlung mit sehr unterschiedlichen Kosten zu rechnen ist (siehe Abbildung 4-2).

Im Sinne der hier vorgestellten Abschätzung der Kraftstoffkosten wird ein vergleichsweise günstiger Wert von etwa 50 EUR/t, entsprechend 3,3 EUR/GJ⁹, als Eingangswert in die Berechnungen übernommen; es wird jedoch zur Verdeutlichung der Sensitivität des Ergebnisses bezüglich der Rohstoffkosten und mit Blick auf den wahrscheinlichen Trend der Kostenentwicklung auch ein erhöhter Wert von 100 EUR/t, entsprechend 6,5 EUR/GJ, angesetzt.

Eine tatsächlich zu realisierende Anlage wird aufgrund der begrenzten mengenmäßigen Verfügbarkeit eines einzelnen Einsatzstoffes aus einer Vielzahl von Rohstoffquellen zu versorgen sein. Die Rohstoffkosten müssen dafür dann unter Berücksichtigung der Parameter (i) Kosten frei Anbieter, (ii) Transportkosten (eventuell modal aufgesplittet) und (iii) gegebenenfalls Kosten der Aufbereitung innerhalb der BTL-Anlage, z.B. Zerkleinerung, Sortierung, und Trocknung.

⁸ Der dargestellte Bereich entspricht bei einer Kraftstoffausbeute entsprechend Verfahren B einer thermischen Leistung von 100 MW_{th} (ca. 500 bbl/d) bis 500 MW_{th} (ca. 2 500 bbl/d)

⁹ Bei 15 % Wassergehalt und einem daraus resultierenden Heizwert von 15,3 GJ/t



Quelle: Literaturdaten¹⁰

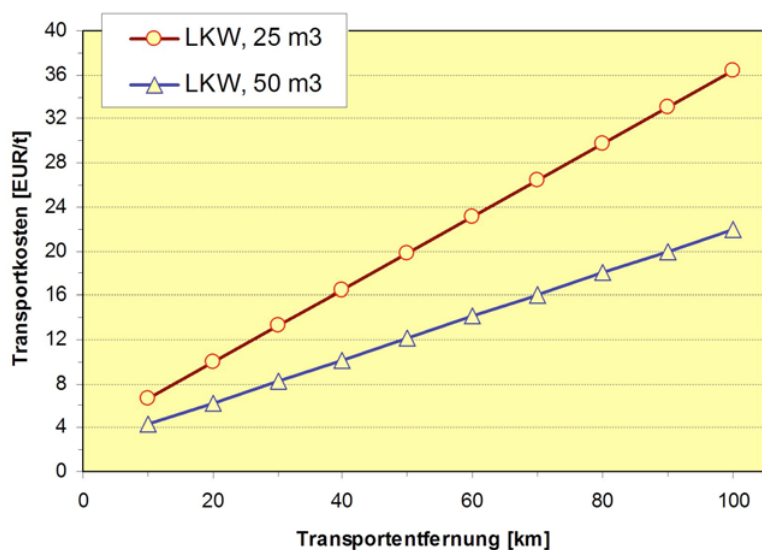
Abbildung 4-2: Rohstoffkosten bezogen auf Trockenmasse mit Standardabweichungen¹¹

Da diese Angaben den Transport des Rohstoffes zur Konversionsanlage nicht einschließen, ist hierfür ein weiterer Kostenansatz notwendig, der sich auf Angaben zu kilometerabhängigen Kosten nach WITTKOPF [2003] stützt, die in Abbildung 4-3 wiedergegeben sind.

Wie erwähnt wird die Versorgung von BTL-Anlagen sehr wahrscheinlich aus einem Mix an Bezugsquellen und Transportmodi erfolgen. Als für das Berechnungsmodell notwendige Vereinfachung wird deshalb eine flächenbezogene Gleichverteilung der insgesamt zur Verfügung stehenden Rohstoffmengen in NRW gemäß Kapitel 5 angenommen und daraus ein mittlerer Radius mit einer entsprechenden mittleren Transportentfernung für die Varianten der Anlagenkapazität abgeleitet. Es wird weiter angenommen, dass von den insgesamt ermittelten Rohstoffpotentialen an Holz nur etwa 20 % für die BTL-Produktion verfügbar gemacht werden können. Würden Anlagen ausschließlich mit Holz beschickt werden ergäbe dies beispielsweise eine mittlere Transportentfernung von 43 km für die 100 MW_{th}-Anlagen und 97 km für die 500 MW_{th}-Anlagen. Entsprechend ergeben sich nach Abbildung 4-3 Transportkosten von 11 EUR/t beziehungsweise 22 EUR/t bei Zugrundelegung des LKW mit 50 m³ Ladevolumen. Diese Werte berücksichtigen nur den einfachsten Fall des direkten Transports vom Rohstoffanbieter zur BTL-Anlage mittels LKW.

¹⁰ Nach WIESE [2004], LEIBLE [2005], BLOCK [2005], BUSCH [2005], CONCAWE [2005], MÜHLENSIEPEN [2006], JÄCK [2006], WOLF [2005]

¹¹ KUP...Kurzumtriebs-Plantage, TM...Trockenmasse



Quelle: WITTKOPF [2003]

Abbildung 4-3: Streckenspezifische Kosten des Rohstofftransports mittels LKW mit 50 m³ und 25 m³ Nutzvolumen¹²

4.2 Kosten der BTL-Kraftstoffproduktion

Die schließlich vom jeweiligen Verfahren abhängigen Ausbeuten an Kraftstoff werden entsprechend den in der Verfahrensanalyse ermittelten Werten für Verfahren B (Kapitel 3.2.2) angesetzt. Zu beachten ist hierbei, dass alle Kosten, die bis hierher entstanden sind, anhand eines geeigneten Schlüssels auf die Produkte aus der FT-Synthese aufzuteilen sind. Hier wird eine Allokation gemäß dem Produkt aus Heizwert und mengenmäßigem Ausstoß gewählt und die entsprechenden Gutschriften für die Kosten von BTL-Diesel ermittelt. Dies ist problematisch, da zum jetzigen Zeitpunkt nicht klar ist, ob die – nicht direkt verwertbaren – Koppelprodukte Rohbenzin, Kerosin und LPG auch zu dem sich daraus ergebenden Preis abgesetzt werden können. Soweit keine besonderen Gründe vorliegen, stellen die jeweiligen Marktpreise gleichartiger konventioneller Kraftstoffe eine Obergrenze der Erlöse dar. Solche besonderen Gründe für höhere erzielbare Erlöse könnten allerdings in der Erreichung der Biokraftstoffquoten gemäß Kraftstoffrichtlinie der Europäischen Kommission liegen, die beispielsweise 5,75 % im Jahr 2010 vorsieht.

Ebenfalls mit Bezug auf das BTL-Verfahren ist die Bewertung der Strombilanz notwendig. Hier muss unterschieden werden zwischen Verfahren mit Strombezug und solchen mit Stromexport. Letztere erzielen zusätzliche Erlöse aus dem Stromverkauf, die hier mit 0,20 EUR/kWh als Höchstgrenze der Vergütung nach EEG und KWKG-Gesetz bewertet werden. Im Falle von Strombezug werden 0,05 EUR/kWh angesetzt.

Abschließend müssen noch die Kosten der Kraftstoffdistribution in die Kalkulation einbezogen werden, die im Berechnungsmodell analog zu Kosten der Verteilung konventioneller Kraftstoffe gewählt werden. Hier wird ein konstanter Betrag von 0,098 EUR/l gewählt (MWV [2005]). Dessen Einfluss auf das Ergebnis dürfte bei unterschiedlich anzusetzenden

¹² Es wird ein Mittelwert der Lagerdichte von Holzhackschnitzeln und Scheitholz von 300 kg/m³ bei einem Heizwert von 15,3 MJ/kg für Buchenholz mit 15 % Wassergehalt gewählt.

Transportentfernungen begrenzt sein, da hier Kraftstoffe von hoher Energiedichte mit hoher energetischer und wirtschaftlicher „Effizienz“ transportiert werden.

Unter Zugrundelegung der weiteren wirtschaftlichen Parameter:

- Anlagenverfügbarkeit: 90 %
- Abschreibungszeitraum: 15 Jahre
- Kalkulationszinsfuß: 8 %
- Gewinnaufschlag: 10 %
- Mehrwertsteuer: 16 %

werden schließlich die Kosten der Bereitstellung von BTL-Diesel bis einschließlich der Tankstelle ermittelt. Unter allen hier getroffenen Annahmen und Vereinfachungen ergeben sich im günstigsten Falle 0,85 EUR/l_{Diesel} inklusive Mehrwertsteuer für eine 500 MW_{th}-Anlage. Aus Sicht der vorliegenden Studie stellt dieser Wert aus vorgenannten Gründen der Technikverfügbarkeit eine kurz bis mittelfristig nicht zu erreichende Untergrenze der Kosten dar.

Wird die geringste errechnete FT-Ausbeute entsprechend Kapitel 3.2, ohne die dezentrale Variante für Verfahren C, die nicht auf FT-Produkte hin optimiert ist, zugrunde gelegt, dann ergibt sich unter Beibehaltung aller weiteren Parameter einschließlich der Investitionskosten ein Betrag von 1,09 EUR/l_{Diesel}. Für die ‚kleineren‘ Anlagen mit 100 MW_{th} wurden erhöhte Werte gemäß Tabelle 4-1 ermittelt.

Tabelle 4-1: Abschätzung der Kosten von BTL-Diesel¹³

		Untere Grenze ¹⁾ 100 MW _{th}	Untere Grenze ¹⁾ 500 MW _{th}	Obere Grenze ²⁾ 100 MW _{th}	Obere Grenze ²⁾ 500 MW _{th}
FT-Ausbeute, gesamt	[kg/t _{Biomasse}]	203	203	150	150
Biomassekosten, gesamt	[EUR/t _{Biomasse}]	61	71	61	71
Gesamtinvestition	[Mio. EUR]	100	370	100	370
Kraftstoffkosten (inkl. MWSt)	[EUR/l_{Diesel}]	0,91	0,85	1,17	1,09

1) gemäß Datensatz für Verfahren B, siehe Kapitel 3.2

2) gemäß Datensatz für Verfahren A, „konservativ“, siehe Kapitel 3.2

Eine Besonderheit in diesem Zusammenhang stellen Konzepte dar, bei denen neben der Produktion von FT-Kraftstoffen auch Strom beziehungsweise Strom und Wärme bereitgestellt werden. Dann werden neben den Erlösen aus dem Absatz von Kraftstoffen auch solche aus der Einspeisung von Strom und Wärme in öffentliche oder lokale Netze erzielt. Da insbesondere bei Strom pro Energieeinheit durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das KWK-Gesetz eine deutlich höhere Vergütung möglich ist, können Gesamtkonzepte auf dieser Basis wirtschaftlich ebenfalls interessant sein. Zu berücksichtigen dabei sind allerdings die jährlich sinkende Vergütung des Stroms laut EEG und eine für diesen Fall optimierte Verfahrensgestaltung mit entsprechend veränderten wirtschaftlichen Randbedingungen.

¹³ Daten auf der Basis der höchsten und geringsten Ausbeuten gemäß Kapitel 3.2 (ohne Verfahren C, „getrennt“); Einsatzstoff: Holz

4.3 Sensitivität der Kraftstoffkosten

Die Anwendung des erstellten Kostenmodells erlaubt nun über die Ergebnisdarstellung hinaus auch die Untersuchung der Sensitivität des Ergebnisses bezüglich ausgewählter Parameter. Dies soll hier für die Rohstoffkosten und für die Anlagenkapazität erfolgen, wobei die Kraftstoffausbeute entsprechend Verfahren B (nach CHOREN Industries GmbH) zugrunde gelegt wird.

Abbildung 4-4 a) zeigt die absolute Änderung der Kosten und die Veränderung der Kostenaufteilung bei Vergrößerung der Anlagenkapazität von 100 MW_{th} auf 500 MW_{th}. Es wird ersichtlich, dass sich erwartungsgemäß der Anteil der Logistikkosten deutlich erhöht. Dies wird jedoch durch den sinkenden Anteil der Kapitalkosten überkompensiert, so dass sich die Gesamtkosten um ca. 7 % verringern.

Wie eingangs des Kapitels erwähnt, ist zukünftig mit wahrscheinlich deutlich höheren Preisen für geeignete Einsatzstoffe zu rechnen. Um hier zum einen die Sensitivität des Ergebnisses gegenüber diesem Parameter, zum anderen aber auch den wahrscheinlichen Trend der Bereitstellungskosten von Holz als Einsatzstoff darzustellen, zeigt Abbildung 4-4 b) die entsprechenden Veränderungen bei Verteuerung des Holzpreises von 50 EUR/t auf 100 EUR/t. Gemäß diesem Szenario erhöht sich dann der Betrag der Bereitstellungskosten deutlich um ca. 29 %.

Unterstellt man nun eine Kraftstoffausbeute gemäß Verfahren B und unternimmt beispielhaft Untersuchungen bei angenommener Äquivalenz der Bereitstellungskosten für BTL-Diesel zu konventionellem Diesel mit 1,10 EUR/l inklusive Mehrwertsteuer¹⁴, dann lässt sich weiterhin ein oberer Grenzwert der Kosten des Biomasserohstoffs angeben. Demnach ‚darf‘ der Preis für Holz einen Wert von etwa 100 EUR/t nicht überschreiten, wenn die Kosten des Biomassetransports im Modell unverändert bleiben. Äquivalent dazu ist die Aussage, dass die Kosten des Biomassetransports bei unverändertem Rohstoffpreis von 50 EUR/t_{Holz} nicht höher liegen als etwa 75 EUR/t_{Biomasse}.

Da mit zunehmender Transportentfernung unter Umständen auch eine deutlich andere Logistik, als die hier angenommene erforderlich wird, kann der hier unterstellte Kostenzusammenhang gemäß Abbildung 4-3 nicht genutzt werden, um eine maximale Transportentfernung zu bestimmen.

¹⁴ Entsprechend 0,95 EUR/l_{Diesel} ohne Mehrwertsteuer

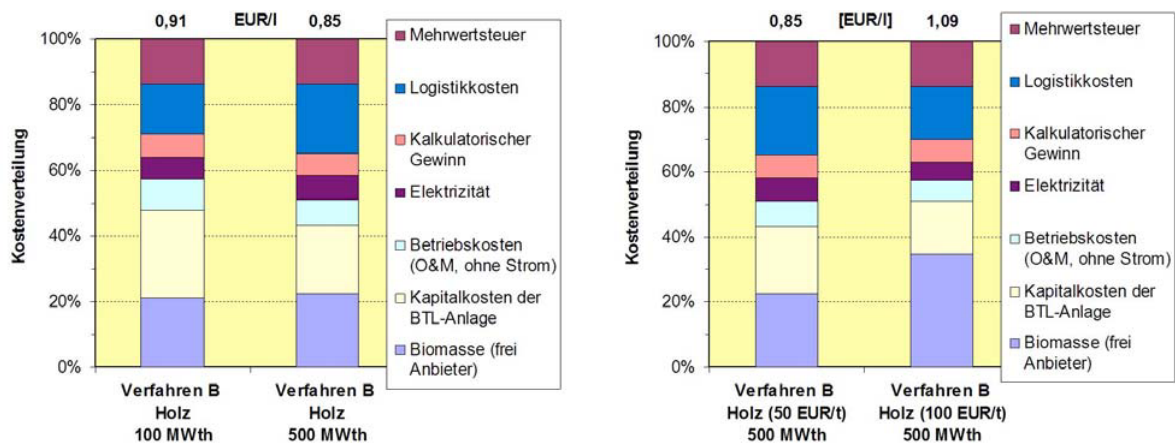


Abbildung 4-4: Darstellung der Sensitivität der Bereitstellung von BTL-Diesel aus Holz gegenüber der Anlagenkapazität und gegenüber den Rohstoffkosten¹⁵

4.4 Schlussfolgerungen

Eine Abschätzung der Kosten auf Basis der Ergebnisse aus der Verfahrensanalyse (Kapitel 3) sowie unter literaturbasierten Annahmen bezüglich der Investitionskosten für BTL-Anlagen ergibt, dass die Kosten der Bereitstellung von BTL-Diesel an der Tankstelle einen Wert von rund 0,85 EUR/l inklusive Mehrwertsteuer sehr wahrscheinlich nicht unterschreiten werden. Dieser Wert gilt unter der Voraussetzung, dass alle Produkte aus der FT-Synthese zu Erlösen entsprechend Allokation nach dem anteiligen Energieausstoß absetzbar sind. Weiterhin sind als günstig einzuschätzende Annahmen mit Bezug auf Rohstoff- und Transportkosten in die Kalkulation eingeflossen. Unsicherheiten ergeben sich, wenn aufgrund der Wahl des Verfahrenswegs, z. B. unter Nutzung des Schwelgases zur Stromerzeugung, die Möglichkeit des Stromexports besteht, bei der sich rechnerisch hohe Erlöse aufgrund der Einspeisevergütung (EEG und KWK-Gesetz) ergeben. Für diesen Fall muss mit deutlich veränderten wirtschaftlichen Randbedingungen gerechnet werden, die sich nur bei der konkreten Auslegung eines solchen Verfahrenskonzepts bestimmen lassen.

Untersuchungen zur Sensitivität der Kalkulation haben gezeigt, dass insbesondere die Rohstoffkosten einen deutlichen Einfluss aufweisen. Bei Verdopplung der Kosten von 50 EUR/t auf 100 EUR/t Holz erhöhen sich die Kraftstoffkosten um ca. 29 % auf ca. 1,10 EUR/l_{Diesel}. Nicht enthalten in der Kalkulation sind zukünftig zu erwartende Energiesteuern auch für biomassebasierte Kraftstoffe.

Insgesamt konnte damit, aufbauend auf der verfahrenstechnischen Analyse, gezeigt werden, dass FT-Diesel zu Kosten bereitgestellt werden kann, die bei Verzicht auf einen Großteil der Mineralölsteuer wettbewerbsfähig im Vergleich zu heutigem konventionellem Diesel sind. Die Qualität des hergestellten Diesels mit Blick auf die motorische Verbrennung wird dabei als sehr hoch eingeschätzt. Zukünftig kann dies bei weiterentwickelten Verbrennungsmotoren zu deutlichen Vorteilen mit Bezug auf Abgasemissionen und Verbrauch führen – allerdings unter der Voraussetzung einer ausreichenden Verfügbarkeit von FT-Diesel. Als mögliche Einsatzstoffe hierfür können grundsätzlich auch andere kohlenstoffhaltige Primärenergieträger genutzt werden.

¹⁵ Kraftstoffausbeute gemäß Verfahren B

5 Ermittlung der Biomassepotenziale in NRW

Welche für die BTL Produktion geeigneten Biomassepotenziale stehen innerhalb von NRW zur Verfügung?

Die Rohstoffe, die für eine energetische Nutzung von Biomasse zur Verfügung stehen, lassen sich prinzipiell in zwei Kategorien einteilen. Zum einen können vorhandene Stoffströme verwendet werden, die etwa als **Rückstände oder Nebenprodukte** aus industriellen Prozessen anfallen. Zu diesen gehören Industrierest- und Altholz, Schwachholz und Landschaftspflegeholz. Im Rahmen dieser Studie wird auch der Vorratsaufbau als bisher ungenutzter Baumzuwachs aus dem Wald zu den vorhandenen Stoffströmen gezählt.

Weitere biogene Reststoffe fallen in der Landwirtschaft an. Hier liefern vor allem Stroh und tierische Exkremente bedeutende Potenzialmengen. Von diesen wird die anfallende Gülle ebenso wie kommunale Reststoffe (etwa Abfall aus der Biotonne oder Klärschlamm) nicht näher untersucht, da diese aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung eher für Fermentations- als Vergasungsprozesse eingesetzt werden.

Das vorhandene Potenzial an biogenen Reststoffen kann durch den **gezielten Anbau von Energiepflanzen** noch erweitert werden. Derzeit werden vor allem Raps für die Erzeugung von Biodiesel (RME) und Mais als nachwachsender Rohstoff (Nawaro) zur Biogasproduktion kultiviert. Andere Energiepflanzen sind Zuckerrüben als Grundstock für Ethanol, sowie zukünftig auch Getreide, das einer energetischen Verwendung zugeführt werden kann. Als Energiepflanzen zur Vergasung werden zwei Optionen betrachtet, die derzeit noch wenig zur Anwendung kommen. Diese sind die Kultivierung von Bäumen zur Holzgewinnung in Kurzumtriebsplantagen (KUP), sowie der Anbau von Energiegräsern wie etwa Miscanthus oder Chinaschilf. Prinzipiell ist zukünftig auch die Vergasung von „klassischen“ Nawaros, wie Getreide oder Mais als Ganzpflanze möglich. Im Rahmen dieser Studie wird nur die Vergasung von Holz und Halmgut als wichtigste Kategorien betrachtet.

Entsprechend der Aufgabenstellung werden bei der Ermittlung der Mengen nutzbarer Biomasse nur die innerhalb der Landesgrenzen verfügbaren Potenziale berücksichtigt, während der Handel mit Biomasse über die Landesgrenzen hinaus ausgeschlossen wird. Dieses Vorgehen vereinfacht reale Marktsituationen, bei der geeignete Rohstoffe dort eingekauft werden, wo sie am kostengünstigsten zur Verfügung stehen. Auf diese Weise können in der Praxis noch andere, wahrscheinlich größere Potenziale genutzt werden. Die verfügbare Menge ist zunächst nur über den Marktpreis begrenzt. Im Rahmen dieser Studie ist die Vorstellung eines geschlossenen Handelssystems aber durchaus geeignet, um einen direkten Bezug zu der Ausgangslage in NRW herzustellen.

Die folgende Potenzialermittlung wird somit eine grundsätzliche Orientierungsgröße über die Menge an Biomasse in NRW geben, die prinzipiell zur Herstellung von BTL-Kraftstoff geeignet ist. Diese Angabe ist dabei als Obergrenze zu verstehen. Anschließend wird in einer ersten Annäherung abgeschätzt, welcher Teil des so ermittelten Potenzials tatsächlich für die BTL-Anwendung zur Verfügung stehen kann. Die Ermittlung des Potenzials erfolgt über die im Folgenden aufgeführten Rohstoffkategorien Holz, Stroh und Energiepflanzen aus Anbau.

5.1 Potenzialabschätzung nach Rohstoffkategorien

5.1.1 Holz

Als Grundlage der Potenzialabschätzung in der Rohstoffkategorie Holz wird die „Clusterstudie Forst & Holz“ nach SCHULTE et.al. [2003] verwendet. Die unterschiedlichen Stoffströme

an Holz, die in NRW zur Verfügung stehen, werden gedanklich zur Gruppe der vorhandenen Stoffströme und Reststoffe gezählt. Dabei lassen sich die betrachteten Holzpotenziale in zwei weitere Kategorien unterteilen.

Zum einen wird untersucht, welche Mengen an Holz als **Schwachholz und Reisig** beim Schlagen des Stammholzes im Wald anfallen. Dieses Potenzial wird durch so genanntes **Landschaftspflegeholz** erweitert, das z.B. bei Schnitten von Straßenrandbegrünungen gewonnen werden kann. Bei beiden Gruppen handelt es sich um Mengen, die derzeit weder energetisch noch stofflich genutzt werden, sondern teilweise sogar entsorgt werden müssen. Zusätzlich zur Verwendung dieser anfallenden Reststoffe ist es möglich, den **Vorratsaufbau** in den Wäldern zu nutzen. Unter Vorratsaufbau versteht man den Anteil am jährlichen Zuwachs des Waldes, der derzeit nicht für eine Verwertung geschlagen und entnommen wird. Ein Teil dieses Zuwachses kann noch zur energetischen Verwendung entnommen werden; aus Gründen des Bestandsschutzes sollte aber ein gewisser Anteil im Wald verbleiben. Das ist in den technischen Potenzialen nach SCHULTE et.al. [2003] bereits berücksichtigt.

Als zweite Unterkategorie des Rohstoffs Holz werden **Alt- und Resthölzer** betrachtet. Bei diesen handelt es sich um Rückstände, die vor allem in der Holzverarbeitenden Industrie anfallen, wie z. B. Sägerestholz in der Säge- und Möbelindustrie. Aber auch gebrauchte und Abfallhölzer fallen in diese Kategorie, die nach Ablauf ihrer Lebensdauer in der stofflichen Verwendung noch energetisch genutzt werden können. Althölzer fallen je nach Kontaminierungsgrad durch die Behandlung mit Lacken oder Holzschutzmitteln in vier Belastungsklassen an. Da eine Weiterverwendung im Vergaser je nach Belastung erschwert bzw. verhindert werden kann, ist das Potenzial an Altholz pauschal mit einem Abschlag von 25 % belegt worden, um schwer kontaminierte Hölzer auszusondern.

Tabelle 5-1 fasst die insgesamt anfallenden Mengen in den einzelnen Unterkategorien, unabhängig von der letztendlichen Anwendung, zusammen. In der letzten Spalte sind die prozentualen Anteile an der Gesamtsumme berechnet. Dabei fällt auf, dass mit 52 % etwa die Hälfte des Potenzials aus Alt- und Restholz besteht, und nur der geringere Teil direkt aus dem Wald stammt.

Tabelle 5-1: Holzpotenziale in NRW nach Kategorien

	t FM/a (Restfeuchte 15%)		PJ /a		%
	2005	Ausblick	2005	Ausblick	
ungenutzter Zuwachs	685.440	753.984	10,7	11,8	25,3
Schwachholz	513.450	564.795	8,0	8,8	19,0
Landschaftspflegeholz	101.850	112.035	1,6	1,8	3,8
Industrierestholz	558.000	558.000	8,7	8,7	52,0
Altholz	849.000	849.000	13,3	13,3	
Summe	2.707.740	2.837.814	42,3	44,3	100,0

Heizwert durchschnittl. 15,3 MJ/kg

Quelle: SCHULTE et.al [2003], eigene Berechnung

Nach FRITSCHKE et.al. [2004] wird angenommen, dass sich das Holzpotenzial aus dem Wald, also die Menge an ungenutztem Zuwachs, Schwachholz und Landschaftspflegeholz **im Ausblick** um ca. 10 % steigern lässt. Die Potenziale an Gebrauchthölzern werden in erster Näherung als konstant angenommen.

5.1.2 Stroh

Stroh fällt beim Anbau von z.B. Getreide und Raps als Nebenprodukt an und ist daher in seinem Aufkommen an dessen Kultivierung gekoppelt. Dabei ist in einer ersten Annäherung neben dem Anbau von Raps nur die heutige Kultivierung von Getreide zur Nahrungsmittelproduktion in NRW betrachtet worden. Wenn zukünftig vermehrt Energiegetreide angebaut wird, erhöht sich das Potenzial an Stroh entsprechend. Diese dynamischen Wechselwirkungen des Bioenergiesystems konnten im Rahmen der Kurzstudie aber nicht berücksichtigt werden.

Das Vorgehen bei der Abschätzung des Potenzials an Stroh zur energetischen Nutzung ist in Abbildung 5-1 graphisch dargestellt. Es ist die gesamte Menge an Getreide- und Rapsstroh in einem Balken aufgetragen. Die Ermittlung der verfügbaren Strohmenge erfolgt über das jeweilige Aufkommen an Getreide und Raps in NRW. Derzeit werden auf rund 660.000 ha etwa 5,4 Mio. Tonne Getreide pro Jahr angebaut (LDS NRW [2005], eigene Ermittlung). Davon entfallen ca. 40 % auf Weizen, ein weiteres Drittel auf Gerste, sowie kleinere Mengen auf Roggen und Hafer. Ausgehend von einem durchschnittlichen Korn:Stroh-Verhältnis von 1:0,8 folgt daraus ein Strohaufkommen von 4,3 Mio. Tonnen Getreidestroh. Raps wurde im Jahr 2004 in NRW auf einer Fläche von 57.000 ha kultiviert (UFOP [2005]). Das Korn:Stroh-Verhältnis ist mit 1:1,7 gegensätzlich zu den Getreidepflanzen. Aufgrund der kleineren Fläche ist das Potenzial an Rapsstroh mit rund 320.000 Tonnen gering.

Von den ermittelten Mengen an Stroh kann allerdings nur ein Teil geborgen werden, da der Rest zur Verbesserung der Bodenstruktur auf dem Feld verbleibt und untergepflügt wird. Auf diese Weise werden dem Boden wichtige Nährstoffe wie Phosphat nicht vollständig entzogen, und die Humusbilanz des Bodens bleibt auf natürliche Weise geschlossen. In Anlehnung an LEIBLICH et.al [2005] und BLOCK [2006] wird davon ausgegangen, dass bis zu 50 % des Strohs vom Acker entfernt werden können (im Diagramm: Abschlag Bergungsfaktor), ohne dass es zu einer Schädigung des Bodens durch Nährstoffmangel und so zu erhöhtem Düngemittelbedarf kommt.

Ein großer Teil des geborgenen Strohs wird stofflich verwendet. Im Ruhrgebiet wird das Stroh vor allem in der Tier-, und hier vor allem in der Pferdehaltung eingesetzt, während aus dem Münsterland verstärkt ein Export von Stroh in die Niederlande stattfindet. Unter Beachtung des Grundsatzes, dass die stoffliche Nutzung Vorrang vor der energetischen Verwendung hat, wird daher angenommen, dass mit 20 % nur ein Fünftel des Strohs für energetische Zwecke zur Verfügung steht, während der überwiegende Anteil stofflich verwertet wird (KALTSCHMITT et.al [2005]). Die tatsächliche Aufteilung des vorhandenen Potenzials wird sich in der Praxis über den Marktpreis einstellen.

Nach Abzug der genannten Abschläge bleibt die Summe von ca. 467.000 Tonnen pro Jahr aus beiden Kategorien. Mit einem Heizwert von 13,9 GJ/t stehen damit derzeit rund 6,5 PJ/a zur Verfügung. Diese Menge ist relativ zum Holzpotenzial vergleichsweise gering. Es ist aber zu beachten, dass es derzeit kaum energetische Nutzungsmöglichkeiten für Stroh gibt, so dass in einer ersten Näherung davon ausgegangen werden kann, dass dieses Potenzial vollständig zur Produktion von BTL zur Verfügung steht.

Im Ausblick ist das Potenzial von Stroh auf 543.000 Tonnen, entsprechend 7,6 PJ/a erweiterbar, im Diagramm dargestellt durch die schraffierten Balken. Dies ist vor allem auf erwartete Ertragssteigerungen in der Landwirtschaft zurückzuführen, wenn davon ausgegangen

wird, dass sich der Trend aus den vergangenen Jahren fortsetzt. Eine Unsicherheit besteht bezüglich des zukünftigen Korn:Stroh-Verhältnisses. In den letzten Jahren konnte aufgrund züchterischer Maßnahmen eine Verschiebung zugunsten des Kornertrags beobachtet werden. Es kann angenommen werden, dass diese Entwicklung noch nicht vollständig abgeschlossen ist. Andererseits ist es denkbar, dass eine rückläufige Entwicklung stattfinden könnte, wenn Stroh als Energieträger eine mögliche profitable Anwendung findet. Für die Abschätzung des zukünftigen Potenzials ist das derzeitige Verhältnis konstant belassen worden.

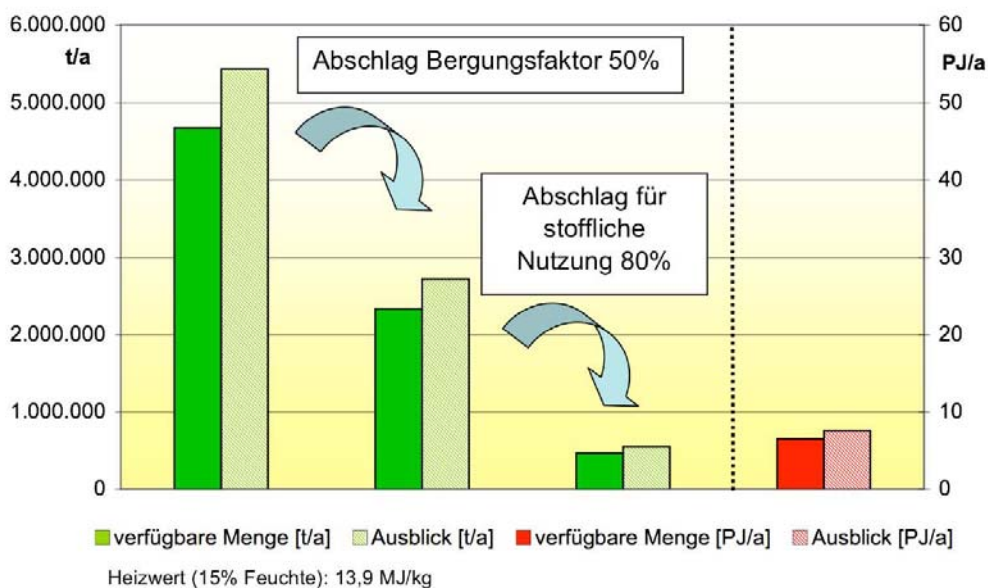


Abbildung 5-1: Methodik zur Ermittlung des Strohpotenzials (Getreide und Raps) zur energetischen Nutzung

5.1.3 Energiepflanzen aus Anbau

Durch den gezielten Anbau von Energiepflanzen kann das Biomassepotenzial an Reststoffen erweitert werden. Da das Potenzial aus Anbau wesentlich von der verfügbaren Fläche abhängig ist, wird zunächst untersucht, welche landwirtschaftlichen Flächen zur Kultivierung von Energiepflanzen zur Verfügung stehen.

5.1.3.1 Ermittlung der verfügbaren Flächen

NRW verfügt über eine gesamte landwirtschaftliche Fläche von rund 1,6 Mio. ha, die im Weiteren als Basis zur Ermittlung der alternativ nutzbaren Fläche dient. Es entsteht keine Nutzungskonkurrenz zu Naturschutz- und Erholungsflächen. Eine Abschätzung nach KALTSCHMITT et.al. [2005] geht davon aus, dass in ganz Deutschland bei einer landwirtschaftlichen Fläche von 11,8 Mio. ha derzeit eine Fläche von 1,6 Mio. ha nicht für die Nahrungsmittelproduktion benötigt wird und daher für Alternativnutzungen verwendet werden kann. Das entspricht einem Anteil von rund 13 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche.

Vereinfachend wird diese Abschätzung von KALTSCHMITT et. al. [2005] für Gesamtdeutschland auf NRW übertragen. Dann kann in NRW eine Fläche von 220.000 ha zur alternativen Nutzung zur Verfügung stehen. Im Jahr 2004 wurde in NRW auf 57.000 ha Raps

angebaut (UFOP [2005]). Aufgrund der derzeitigen günstigen Produktionskosten und der daher steigenden Nachfrage nach Biodiesel wird davon ausgegangen, dass auf der so belegten Fläche weiterhin Raps kultiviert wird und diese daher nicht für andere Energiepflanzen frei gegeben wird. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass 10 % der verfügbaren Fläche für den Anbau von stofflich genutzten Pflanzen eingenommen werden, wie z.B. als biogene Dämm- oder Schmierstoffe oder als Grundstoffe für die Chemie- und Pharmaindustrie (RAMESOHL et.al [2005]).

Unter diesen Annahmen verbleiben rund 140.000 ha, auf denen Energiepflanzen angebaut werden können. Es ist zu beachten, dass diese Flächen nur einmal pro Jahr belegt werden können und dabei die Anforderungen an Bodenqualität und Fruchtfolgen berücksichtigt werden müssen. Die ausgewiesenen Potenziale unterliegen durch die begrenzt verfügbare Fläche einer starken Nutzungskonkurrenz durch den Anbau von z.B. Mais, Energieweizen und Zuckerrüben, der sich auch Kurzumtriebsplantagen und Energiegräser unterzuordnen haben. Diese beiden bislang noch nicht weit verbreiteten Pflanzen werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Holz aus Kurzumtriebsplantagen

In so genannten Kurzumtriebsplantagen werden schnellwachsende Hölzer wie Weiden oder Pappeln kultiviert. Die Plantagen werden etwa 20 bis 25 Jahre ähnlich Feldern in der Landwirtschaft intensiv bewirtschaftet und stellen damit einen Übergang zwischen den konventionellen Wirtschaftsformen der Land- und Forstwirtschaft dar. Die Pflanzen werden nach durchschnittlich drei bis fünf Jahren geerntet. Nach maximal zehn Ernten ist das Austriebsvermögen der Wurzelstöcke zum Erliegen gekommen. Die Ernte erfolgt, anders als bei der konventionellen Landwirtschaft im Winter, wenn das Laub abgeworfen ist. Bei gefrorenem Boden wird eine Schädigung durch schweres Arbeitsgerät (Bodendruckschäden) vermieden (KALTSCHMITT&REINHARDT [1997]).

Im Rahmen der Verordnung (EG) Nr. 1586/97 (Folgeverordnung zur VO(EWG) Nr. 334/93) wird der Anbau nachwachsender Rohstoffe auf stillgelegten Flächen geregelt. Schnellwachsende Baumarten fallen unter den Anhang II. Es gelten vereinfachte Regelungen, z.B. in Hinblick auf die Genehmigungspflicht für Erstaufforstung und Rodung, die bei einer Umtriebszeit von maximal zehn Jahren nicht zur Anwendung kommt [HOFFMANN [1998]).

Die Kultivierung von KUP kann unter Umständen Maßnahmen wie Düngung, Bewässerung und mechanischen oder chemischen Schutz gegenüber Unkrautbewuchs einschließen. Kurzumtriebsplantagen können besonders in waldarmen Gegenden zur Bereicherung der Fauna und des Landschaftsbildes beitragen. Die mehrjährige Flächenbelegung bietet einen Schutz des Bodens vor Erosion. Durch die mögliche Kombination verschiedener schnellwachsender Baumarten ließen sich die Nachteile von Monokulturen ausgleichen (KALTSCHMITT&REINHARDT [1997]).

Energiegras

Bei Energiegräsern handelt es sich ebenfalls um eine Dauerkultur, die bis zu zwanzig Jahre genutzt werden kann. Namentlich ist Chinaschilf oder Miscanthus als eine bekannte Form der Energiegräser zu nennen, das in Form einer bis zu vier Meter hohen schilfähnlichen Pflanze kultiviert wird.

Im Gegensatz zu KUP werden Energiegräser, analog zu anderen Pflanzen der konventionellen Landwirtschaft jährlich geerntet. Bei der Ernte verbleibt der Wurzelstock jedoch im Boden und dient dazu, im nächsten Jahr neue Triebe auszubringen. Der nötige Anbauaufwand durch den Landwirt kann so minimiert werden. Im ersten Jahr erfolgt noch keine Ernte. Dieses Jahr ist für den Anbauerfolg entscheidend, da erhöhte Gefahr der Auswinterung besteht

(MEISTER et. al [1999]). Über die ganze Anbauzeit stellt Miscanthus einen wertvollen Schutz gegen Nitratauswaschung dar.

In der Vergangenheit sind verschiedene Versuche mit dem Anbau von Miscanthus gemacht worden. Dabei hat sich gezeigt, dass die zunächst erwarteten hohen Flächenerträge von bis zu 30 t/ha nicht realisiert werden können, sondern die tatsächlichen Erträge in der Größenordnung zwischen 10 und 15 t/ha liegen (KALTSCHMITT&REINHARDT [1997]). Durch die recht hohen Pflanzkosten können sich daraus lange Amortisationszeiten von bis zu zwanzig Jahren ergeben.

Der Anbau von Miscanthus erfolgte in NRW im Jahr 2003 auf 38 ha. Diese Größenordnung macht deutlich, dass es sich bei Energiegras um eine noch nicht breitflächig anerkannte und akzeptierte Option handelt, die in Fachkreisen durchaus noch kritisch diskutiert wird.

5.1.3.2 Belegung der verfügbaren Flächen

Das erreichbare energetische Potenzial durch den Anbau von Energiepflanzen wird durch die tatsächliche Flächenbelegung mit den verschiedenen Kulturen bestimmt. Diese wiederum ist neben den Marktgesetzen von Angebot und Nachfrage auch von landwirtschaftlichen Faktoren wie Bodenbeschaffenheit, Witterungsverhältnissen, Fruchtfolgen und Wechselwirkungen innerhalb des Biosystems abhängig. Für die Dauerkulturen KUP und Energiegras wird die Nutzungskonkurrenz zu anderen Energiepflanzen noch durch die mehrjährige Flächenbindung verstärkt, die eine längerfristige Festlegung seitens des Landwirtes erfordert. Der Aufbau eines vollständigen Flächenbelegungsmodells für NRW unter den genannten Aspekten ist im Rahmen dieser Kurzstudie nicht zu leisten.

In einer ersten Annäherung wird daher das maximale Biomassepotenzial ermittelt, das für die Produktion von BTL geeignet ist. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamte verfügbare Fläche mit KUP, bzw. in einer alternativen Option mit Energiegras belegt wird. Bei einem Heizwert von 18,5 GJ/ t für KUP bzw. 17,6 GJ/t für Energiegras können somit bei einer Kultivierung von KUP auf der gesamten Fläche von 140.000 ha maximal 23 PJ/a, oder bei einem Anbau von Energiegras 29 PJ/a erreicht werden. Diese Potenziale sind nicht additiv, da sie jeweils von einer vollständigen Flächenbelegung mit einer der beiden Optionen ausgehen. Auf diese Weise wird eine maximale Obergrenze des Potenzials ermittelt.

Tabelle 5-2: Potenzial für KUP bzw. Energiegras aus Anbau in NRW

	Mio. ha/a	
	2005	Ausblick
gesamte landwirtschaftliche Fläche	1,60	1,60
frei für alternative Nutzung	0,22	0,41
davon Rapsanbau	0,06	0,09
davon stoffliche Nutzung	0,02	0,04
davon Energiepflanzenanbau	0,14	0,28

	t/a	
	Potenzial bei Belegung der Fläche für Energiepflanzenanbau mit	
KUP	1.241.328	3.231.556
Energiegras	1.655.104	4.308.741

	PJ/a	
	Potenzial bei Belegung der Fläche für Energiepflanzenanbau mit	
KUP	23,0	59,8
Energiegras	29,1	75,8

Potentiale nicht additiv!

Im Ausblick können folgende Annahmen zur Flächenverfügbarkeit getroffen werden: Aufgrund des demographischen Wandels (Bevölkerungsrückgang) wird der Bedarf an Lebensmitteln sinken. Gleichzeitig wird erwartet, dass die landwirtschaftlichen Erträge pro Hektar weiter gesteigert werden. Beide Effekte verstärken sich gegenseitig und tragen dazu bei, dass die Fläche, die zur Nahrungsmittelproduktion benötigt wird, sich verringert. Es wird daher angenommen, dass bei gleich bleibender landwirtschaftlicher Grundfläche von 1,6 Mio. ha in NRW mittelfristig rund 410.000 ha für Alternativnutzungen verfügbar sein können. Von dieser Fläche wird wiederum ein Sockel von 10 % für den Anbau von stofflich angewendeten Pflanzen belegt. Die Rapsanbaufläche wird analog zu den Erwartungen für Gesamtdeutschland (UFOP [2005]) auf das anderthalbfache der derzeitigen Fläche ausgeweitet und nimmt damit 86.000 ha ein. Zukünftig kann unter diesen Annahmen daher mit 280.000 ha das Doppelte der derzeitigen Fläche mit Energiepflanzen belegt werden. Das Vorgehen ist graphisch in Abbildung 5-2 dargestellt. Die jeweiligen maximalen Potenziale an KUP und Energiegras sind Tabelle 5-2 zu entnehmen.

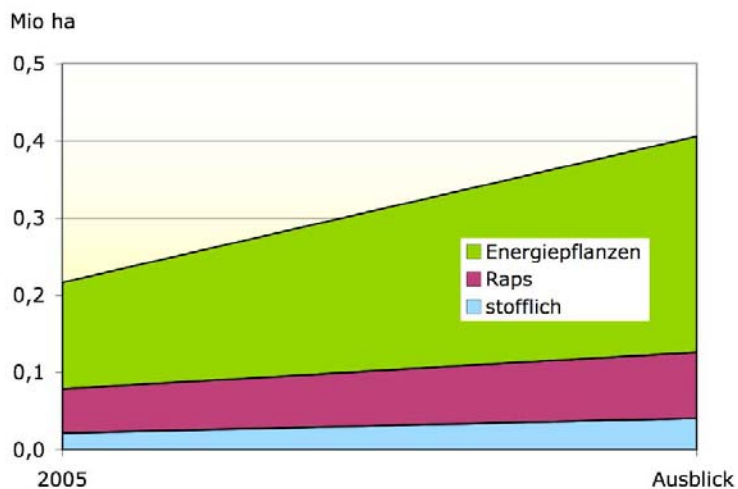


Abbildung 5-2: Derzeit und zukünftig verfügbare landwirtschaftliche Fläche zur alternativen Nutzung

5.1.4 Summenbildung über die betrachteten Biomasse-Kategorien

In Abbildung 5-3 werden die zuvor ermittelten Potenziale aus den einzelnen Kategorien für die derzeitige Situation zusammengefasst. Dabei stellt Holz die größte Rohstoffkategorie dar, deren überwiegender Teil Alt- und Resthölzer ausmachen, während das Landschaftspflegeholz nur zu einem geringen Teil zum gesamten Aufkommen beiträgt. Der ungenutzte Zuwachs stellt etwa ein Viertel des Holzpotenzials; damit wird zusammen mit den Mengen an Schwachholz und Reisig rund die Hälfte des Potenzials direkt aus dem Wald gewonnen. In der Summe beträgt das Holzpotenzial ca. 42 PJ/a. Demgegenüber ist das Potenzial an Stroh mit 6,5 PJ/a gering. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass hier keine energetischen Nutzungskonkurrenzen zu berücksichtigen sind. Die Summe aus der Kategorie der Reststoffe beläuft sich damit auf etwa 48,5 PJ/a.

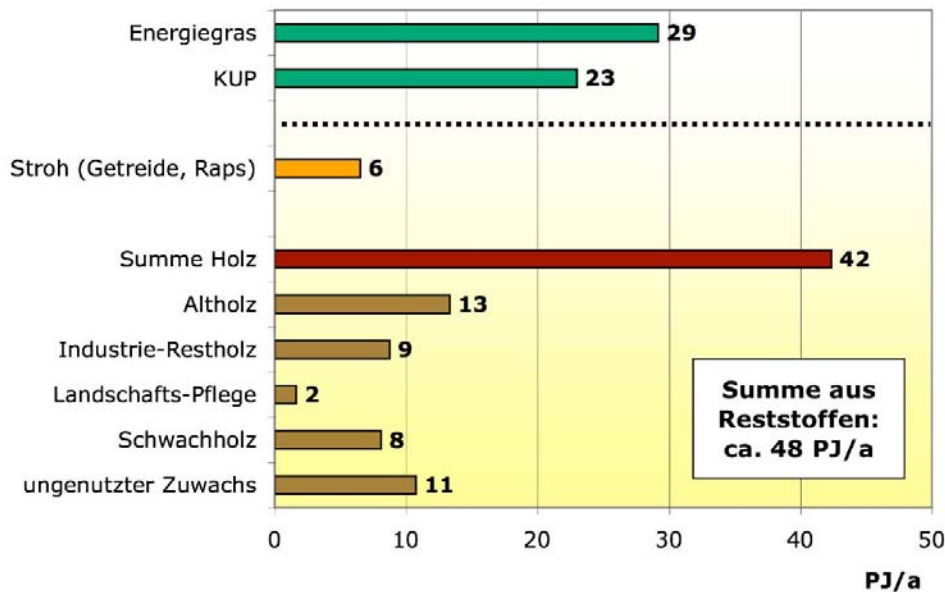


Abbildung 5-3: Summenbildung über einzelne Rohstoffkategorien

Die in der Abbildung oberhalb der gestrichelten Linie dargestellten Potenziale aus KUP und Energiegras sind nicht additiv zu betrachten. Beide Balken entsprechen einer vollständigen Belegung der verfügbaren Fläche mit der jeweiligen Pflanze und stellen somit eine maximale Obergrenze dar. Das mögliche zusätzliche Biomassepotenzial aus dem Anbau von KUP oder Energiegras beträgt damit maximal 23 PJ/a aus KUP oder maximal 29 PJ/a aus Energiegras.

NRW verfügt damit unter heutigen Bedingungen insgesamt über ein **maximales Potenzial von rund 70 PJ/a** an holz- und halmgutartiger Biomasse (71,5 PJ/a bei Flächenbelegung mit KUP bzw. 76,5 PJ/a mit Energiegras), die prinzipiell zur Herstellung von BTL geeignet ist.

5.2 Abschätzung der für BTL verfügbaren Potenziale

Die im vorigen Abschnitt ermittelte Menge an holz- und halmgutartigen Biomassen stellt für die BTL Produktion eine Obergrenze dar, welche die Nutzungskonkurrenz zu anderen Verwendungsrouten nicht berücksichtigt. So sind andere biogene Anwendungen wie z.B. die Verstromung von Holz im Heizkraftwerk, die zunehmende Nutzung von Holzpellets zur Bereitstellung von Hauswärme und der Anbau von Nawaeros wie Mais zum Zweck der Biogasproduktion nur drei Beispiele für die vielfältigen energetischen Nutzungsoptionen von Biomasse.

Im Rahmen der Kurzstudie kann eine vollständige Analyse der Verfügbarkeit der Biomassepotenziale für die einzelnen Nutzungssektoren (Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung) nicht geleistet werden. Diese würde eine umfassende Analyse der einzelnen Verbrauchssektoren, sowie einen Abgleich der räumlichen Verfügbarkeit von Biomasseangebot und Endenergienachfrage erfordern. Der enge Rahmen, der mit Bezug auf NRW gefordert ist, lässt zudem die Modellierung eines Bioenergiesystems nicht zu, da ein solches Szenario nicht an die politischen Landesgrenzen gebunden werden kann.

Es soll aber dennoch in einer ersten Abschätzung eine vorläufige Allokation der ermittelten Biomassepotenziale erfolgen. Diese kann naturgemäß nicht zu einer genauen Analyse der Verfügbarkeit des Rohstoffs für den Kraftstoffsektor – insbesondere für die BTL-Produktion – dienen, liefert aber einen Anhaltspunkt für die tatsächlich relevanten Größenordnungen. In jedem Fall ist für die betriebswirtschaftliche Bewertung eines spezifischen Standortes eine genaue Einzelfallbetrachtung unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten, sowohl auf der Angebots-, als auch der Nachfrageseite erforderlich.

Um zu einer ersten Annäherung zu kommen, werden die verschiedenen möglichen Konkurrenznutzungen in den einzelnen Kategorien noch einmal aufgeführt. Eine genauere Darstellung der unterschiedlichen Nutzungspfade und eine Bewertung dieser Pfade auf verschiedenen Ebenen erfolgt in Kapitel 7.

- **Holz** wird derzeit, gefördert durch das EEG, vor allem in Heizkraftwerken eingesetzt. In NRW werden nach LEHNER&RÖDER [2003] rund 17 PJ/a (entsprechend etwa 1,2 Mio. Tonnen) in BImSchV Feuerungsanlagen umgesetzt. Außerdem fördert die „Aktion Holzpellets“ der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW die Bereitstellung von Wärme im Hausbereich mittels Holzpellets. Die Mengen sind mit 1,4 PJ/a, entsprechend etwa 100.000 Tonnen Holz noch vergleichsweise gering.

Aufgrund dieser Nutzungskonkurrenzen wird angenommen, dass rund 30 % des Alt- und Restholzes sowie etwa 25 % des ungenutzten Zuwachses an Waldholz für die BTL Produktion zur Verfügung stehen. Es wird außerdem angenommen, dass Landschaftspflegeholz und Schwachholz nicht für BTL-Prozesse zur Verfügung stehen, da der Aufwand des Einsammelns in einem ungünstigen Verhältnis zu der recht geringen Menge an nutzbarem Holz steht.

⇒ **Annahme: Es stehen derzeit rund 9,3 PJ/a an Holz zur Verfügung.**

- **Stroh** wird derzeit keiner breitflächigen energetischen Nutzung zugeführt. Aufgrund seiner chemischen Zusammensetzung ist es für Fermentationsprozesse nicht geeignet und hat auch bislang keinen Eingang in Vergasungsprozesse gefunden. Die einzige Option, Stroh energetisch zu nutzen, ist die Mitverbrennung in Kohlekraftwerken, die aber europaweit nur in wenigen Fällen zum Einsatz kommt (z.B. in Dänemark). Im Zusammenhang mit der Ethanolproduktion wird vor allem von der kanadischen Firma Iogen die Umsetzung von Lignocellulose in Stärke und Zucker zur Weiterverarbeitung in Ethanol diskutiert. Das Verfahren, das im Moment noch in der Entwicklungsphase ist, kann zukünftig einen Absatzmarkt für Stroh darstellen.

Zum jetzigen Zeitpunkt kann aber davon ausgegangen werden, dass keine energetischen Nutzungskonkurrenzen für Stroh vorliegen und das ermittelte Potenzial daher vollständig für die BTL Produktion zur Verfügung steht.

⇒ **Annahme: Es stehen derzeit rund 6,5 PJ/a an Stroh zur Verfügung.**

- Derzeit ist der **Anbau von Energiepflanzen** in Deutschland und NRW fast ausschließlich auf die Kultivierung von Raps zur Biodieselproduktion beschränkt. Die Gewinnung von Biogas aus Nawaros nimmt aber zu. Im Jahr 2004 waren in NRW 165 Anlagen mit einer installierten Leistung von etwa 26 MW in Betrieb, für das Jahr 2005 ist ein Anstieg auf rund 250 Anlagen (ca. 42 MW) prognostiziert worden (EISELE [2005]). Bei den bisher umgesetzten Möglichkeiten zum Anbau von Energiepflanzen handelt es sich also um so genannte „klassische“ Pflanzen, die sich zwar in der Verwertung, nicht aber in der Methodik des Anbaus von Pflanzen zur Nahrungsmittelproduktion unterscheiden. Die beiden in dieser Studie betrachteten Energiepflanzen aus Anbau, Kurzumtriebsplantagen und Energiegras, differieren aber sowohl in der Kultivierung als auch im Ernteverfahren von der konventionellen Landwirtschaft und sind bislang wenig verbreitete Optionen. Einige diesbezügliche Aspekte sind in Abschnitt 5.1.3 bereits angesprochen worden.

Es wird davon ausgegangen, dass diese unterschiedliche Form des Energiepflanzenanbaus anfänglich nicht breitflächig umgesetzt wird, bis weitere Erfahrungen vorliegen. Des Weiteren ist anzunehmen, dass Kurzumtriebsplantagen aufgrund der weniger positiven Erfahrungen mit Energiegras in der Vergangenheit einen Marktvorsprung genießen werden. In einer ersten Annäherung wird unterstellt, dass etwa 5 % der derzeit für Alternativnutzungen verfügbaren Fläche mit KUP belegt werden. Zukünftig kann diese Fläche auf 15 % ausgeweitet werden, während Energiegras auf weiteren 5 % kultiviert wird.

⇒ **Annahme: Es stehen derzeit rund 1,2 PJ/a an Biomasse aus Anbau zur Verfügung.**

Die aus diesen Annahmen resultierenden Rohstoffpotenziale sind in Tabelle 5-3 aufgeführt. Es können derzeit auf Basis der Biomassemengen potenziell **rund 17 PJ/a** zur BTL-Produktion genutzt werden.

Tabelle 5-3: Verfügbares Biomassepotenzial in NRW unter Berücksichtigung der getroffenen Abschläge

		gesamtes Potenzial		Abschlag		verfügbares Potenzial	
		2005	Ausblick	2005	Ausblick	2005	Ausblick
	Einheit						
Waldholz	PJ/a	10,7	11,8	75%	75%	2,7	3,5
Schwachholz	PJ/a	8,0	8,8	100%	100%	0	0
Landschaftspflege	PJ/a	1,6	1,8	100%	100%	0	0
Restholz	PJ/a	8,7	8,7	70%	70%	2,6	2,6
Altholz	PJ/a	13,3	13,3	70%	70%	4,0	4,0
Stroh	PJ/a	6,5	7,6	0%	0%	6,5	7,6
Summe Reststoffe	PJ/a	48,8	51,9			15,8	17,7
KUP	PJ/a	23,0	59,8	95%	85%	1,1	9,0
Energiegras	PJ/a	29,1	75,8	100%	95%	0	3,8
Summe	PJ/a	71,8	111,7	76%	73%	16,9	30,4

6 Erstellung eines Mengengerüsts BTL

Welche Menge an „heimischem“ BTL- Kraftstoff kann erzeugt werden?

In den folgenden Abschnitten werden die ermittelten Rohstoffpotenziale mit der Herstellung von BTL-Kraftstoff in Bezug gesetzt. Damit wird der Anteil an Kraftstoff ermittelt, der in NRW aus heimischen Biomassen bereitgestellt werden kann. Im ersten Schritt erfolgt die Berechnung aufgrund des maximalen Potenzials, das im vorigen Kapitel 5.1 ermittelt worden ist. Dieses Vorgehen ist gewählt worden, um sich der Frage nach der Relevanz der BTL-Produktion zu nähern, indem zunächst eine maximale Obergrenze der Versorgung mit „heimischem BTL-Kraftstoff“ ermittelt wird. Eine Abschätzung der verfügbaren Biomasse unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen (siehe Kapitel 5.2) bildet die Grundlage für eine zweite Berechnung der möglichen Deckungsbeiträge am Kraftstoffbedarf, wie sie eher realistisch erscheinen.

6.1 Anzahl der realisierbaren Anlagen

Es soll zunächst die Frage beantwortet werden, wie viele BTL-Produktionsanlagen mit dem ermittelten Biomassepotenzial aus NRW versorgt werden können. Grundlage dafür sind die beiden Anlagengrößen mit einer Feuerungswärmeleistung (FWL) von 100 MW_{th} (dezentral), sowie mit 500 MW_{th} FWL (zentral). Für diese wird über den Heizwert der eingesetzten Biomassen (siehe Tabelle 6-1) der Rohstoffbedarf ermittelt.

Tabelle 6-1: Heizwerte der eingesetzten Rohstoffe

	Heizwert bei 15 % Restfeuchte [GJ/ t]
Holz	15,3
Stroh	13,9
KUP	18,5
Energiegras	17,6

Diesem wird das Angebot der jeweiligen Kategorie (Holz oder Halmgut), gegenübergestellt (Tabelle 6-2). Die resultierende **maximale Anzahl der realisierbaren Anlagen** ist den letzten drei Spalten zu entnehmen. Es ist zu beachten, dass die Summen aus den beiden Kategorien „Holz“ und „Halmgut“ aufgrund der Flächenkonkurrenz von KUP und Energiegras nicht additiv sind. Die maximale Anzahl an BTL-Anlagen lässt sich daher aus den Werten für die Kategorien Holz und Stroh, sowie entweder KUP oder Energiegras addieren.

Die Versorgung aus den verschiedenen Holz kategorien illustriert Abbildung 6-1. Die roten Linien markieren den Bedarf einer 500 MW_{th} Anlage, während auf der x-Achse das Angebot aus den einzelnen Kategorien aufgetragen ist.

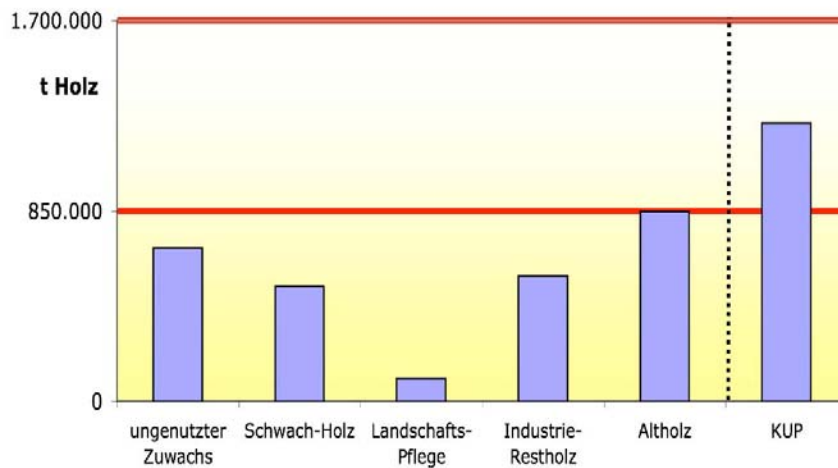
Abbildung 6-1: Rohstoffbedarf und –angebot für eine 500 MW_{th} Anlage für die Kategorie Holz

Tabelle 6-2: Rohstoffbedarf und maximales Angebot für die betrachteten Anlagengrößen

Rohstoff- bedarf	t/a	PJ/a	Potenzial PJ/a Biomasse		Anzahl der realisierbaren Anlagen bei Betrieb mit...		
					Holz	KUP	Summe
100 MW th	206.118	3,2	42,3 (Holz)	23 (Anbau)	13	6	19
500 MW th	1.030.588	15,8			3	1	4
					Stroh	Energiegras	Summe
100 MW th	226.878	3,2	6,5 (Stroh)	29 (Anbau)	2	7	9
500 MW th	1.134.388	15,8			0,4	1	2

Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen und bei Einsatz eines Rohstoffgemisches von Holz und Halmgut lassen sich folgende Anlagenpotenziale in NRW ableiten:

- Bei **voller Ausnutzung des Potenzials** können maximal 23 dezentrale (100 MW_{th}) bzw. 5 zentrale Anlagen (500 MW_{th}) realisiert werden.
- Nach **Abzug der vorgestellten Abschläge** sind die Potenziale ausreichend, um fünf dezentrale bzw. eine zentrale BTL Anlage in NRW mit heimischen Rohstoffen zu versorgen.

Mit den Ergebnissen aus der Verfahrensanalyse in Kapitel 3 folgt die Menge an produziertem Kraftstoff pro Anlage. Diese wird im Folgenden mit dem Kraftstoffbedarf in NRW in Bezug gesetzt.

6.2 Deckungsbeitrag BTL am Kraftstoffbedarf in NRW

Um den möglichen Deckungsbeitrag von BTL-Kraftstoff am gesamten Kraftstoffbedarf abschätzen zu können, sind folgende Rechenschritte notwendig (dargestellt in Tabelle 6-3):

- Ermittlung der **Nachfrage an Kraftstoffen** in NRW. Die getroffenen Annahmen zum Kraftstoffbedarf sind im oberen Abschnitt von Tabelle 6-3 dargestellt. Im Jahr 2005 sind in NRW insgesamt 321 PJ an Kraftstoff für den PKW Verkehr nachgefragt worden, wovon Benzin mit 227 PJ den weitaus größeren Teil ausmacht (RADKE et.al [2004] und RWI [2002]).
- Abschätzung des **Biomassepotenzials**. Die in Kapitel 5 ermittelten Rohstoffpotenziale sind im zweiten Block der Tabelle aufgeführt. Da die Nutzung von Energiegras verglichen mit KUP zu höheren Potenzialen führt, ist für die Ermittlung eines maximalen Wertes diese Option gewählt worden, ungeachtet der landwirtschaftlichen Besonderheiten. In den rechten Spalten sind die Potenziale nach Abzug der Abschläge aufgeführt.
- Berechnung der **Kraftstoffausbeuten**. Die Verfahrensanalyse der betrachteten Prozesse (Kapitel 3) hat gezeigt, dass Fischer-Tropsch-Diesel (FT-Diesel) zwar das Hauptprodukt der Fischer-Tropsch-Synthese darstellt. Je nach Art der Prozessführung treten daneben aber noch andere, leichte Kohlenwasserstoff-Fractionen auf. Zu diesen sind vor allem Rohbenzin und Kerosin zu rechnen. Alle Fraktionen sind prinzipiell im Kraftstoffsektor einsetzbar, müssen allerdings zuvor noch weiteren Aufbereitungs- und Reinigungsschritten in der Raffinerie unterzogen werden. Die folgenden Untersuchungen basieren auf dem Produktmix, der auch in der GTL-Anlage der Firma Shell in Bintulu, Malaysia, erzielt wird, wie in Kapitel 4 gezeigt wurde. Bei dieser Form der Prozessführung ist die energetische Nutzung der Nebenprodukte wesentlich für eine möglichst hohe Effizienz des Verfahrens.

Darüber hinaus steigt die Ausbeute des BTL-Prozesses auf 55 bis 60 %, wenn nicht alleine die Herstellung von Dieselkraftstoff, sondern das gesamte Produktspektrum der Fischer-Tropsch-Synthese zugrunde gelegt wird, wie es in Kapitel 3 ermittelt worden ist. Die erzielte Produktmenge steht dann quantitativ für die maximal erreichbare Dieselproduktion, da prinzipiell verfahrenstechnisch Verschiebungen zwischen den erzeugten Fraktionen möglich sind, die eine höhere Ausbeute an FT-Diesel erlauben.

Im Folgenden sind zwei Möglichkeiten betrachtet worden: zum einen der Absatz aller FT Produkte im Kraftstoffsektor, sowie zum anderen die alleinige Nutzung des Hauptproduktes Diesel mit den in Kapitel 3.2 beschriebenen Ausbeuten. Zur Ermittlung der Obergrenze des Deckungsbeitrags von BTL-Kraftstoff am Kraftstoffbedarf in NRW erfolgt die Umrechnung der maximalen Potenziale mit den Ausbeuten für FT-Diesel und der gesamten Produktpalette (FT-Kraftstoff), die in der Verfahrensanalyse ermittelt worden sind. Unter der Annahme, dass rund 31,6 % der eingesetzten Energie (P_{PE}) zu FT-Diesel umgesetzt werden, ist zum derzeitigen Zeitpunkt mit 24 % rund ein Viertel des Dieselbedarfs innerhalb der Grenzen von NRW mit Diesel aus dem BTL-Prozess zu decken. Unter der Annahme, dass die gesamte Produktpalette im Verkehrssektor einsetzbar ist, können ca. 13 % der gesamten Kraftstoffnachfrage mit Fischer-Tropsch-Produkten gedeckt werden.

Werden die verminderten Biomassepotenziale nach Abzug der Abschläge zugrunde gelegt, können nach denselben Annahmen zur Kraftstoffnachfrage und Ausbeute der betrachteten Prozesse rund 5 % am Dieselbedarf durch BTL bereitgestellt werden. Diese Menge entspricht etwa 3 % FT-Kraftstoff an der gesamten Kraftstoffnachfrage.

Tabelle 6-3: Mengengerüst BTL- Deckungsbeitrag am PKW Verkehr nach Abzug der Biomasse-Potentialabschläge

		heute	Ausblick
Kraftstoffbedarf [PJ/a]	Benzin	227	91
	Diesel	94	124
	gesamt	321	228
Rohstoffpotenzial [PJ/a]	Holz	9	10
	Stroh	6	8
	Anbau-BM	1	13
	gesamt	17	30
Kraftstoffausbeute [%]	FT Diesel	31,6%	31,6%
	FT Kraftstoff	55,0%	55,0%
BTL Potenzial - nur Diesel [PJ/a]	Holz	2,9	3,2
	Stroh	2,1	2,4
	Anbau-BM	0,4	4,0
	gesamt	5,3	9,6
BTL Potenzial - gesamt Kraftstoff [PJ/a]	Holz	5,1	5,6
	Stroh	3,6	4,2
	EG	0,6	7,0
	gesamt	9,3	16,7
Deckungsanteil [%]	FT-Diesel an Dieselbedarf	5,7%	7,7%
	FT-Kraftstoff an ges. Bedarf	2,9%	7,3%

Im Ausblick führt der demographische Wandel langfristig zu abnehmenden Bevölkerungs- und damit zu abnehmenden Fahrzeugzahlen. Derzeit nehmen die Zahlen der neu zugelassenen PKW allerdings immer noch zu; bis zum Jahr 2030 wird ein Zuwachs von 6 % gegenüber 2002 erwartet. Im gleichen Zeitraum wird durch zunehmende Effizienz der Fahrzeuge jedoch insgesamt ein Rückgang der Kraftstoffnachfrage um 29 % erreicht. Zu beobachten ist außerdem eine massive Umschichtung vom Benzin- zum Dieserverbrauch (PROGNOS [2005]).

Unter diesen Annahmen führt eine vollständige Ausschöpfung des Biomassepotenzials zu Deckungsanteilen von 32 % von FT-Diesel am Diesel-, bzw. 33 % FT-Kraftstoff am gesamten Kraftstoffbedarf. Dabei ist in erster Näherung unterstellt, dass sich die Kraftstoffausbeute des BTL-Prozesses nicht erhöht. Diese Einschätzung ist sicherlich als konservativ zu betrachten; eine entsprechende Entwicklung der Vergasungstechnik, die für eine Erhöhung der Ausbeute erforderlich ist, ist aber derzeit nicht abzusehen.

In dieser Form der Darstellung ist die Entwicklung der Kraftstoffmärkte, namentlich für den innovativen Designer-Kraftstoff BTL, nicht berücksichtigt worden. Da Produktionsanlagen jenseits des Technikumsmaßstabes derzeit noch nicht realisiert worden sind, ist BTL-Kraftstoff derzeit nicht am Markt verfügbar. Allerdings wird GTL (*Gas-to-Liquid*)-Diesel auf Erdgasbasis als Kraftstoff gleich hoher Qualität an einigen Stellen bereits konventionellem Diesel beigemischt. Wann der Markteintritt von BTL-Kraftstoffen tatsächlich erfolgt, und wie sich der Absatz des neuen Kraftstoffs entwickelt, ist derzeit nicht abzusehen und auch nicht Gegenstand dieser Kurzstudie.

7 Konkurrenznutzungen der Biomasse

Wie können die begrenzten Biomasse-Rohstoffe am effizientesten zum Klima- bzw. Ressourcenschutz eingesetzt werden?

Das Potenzial an nachwachsenden Rohstoffen erneuert sich stetig. Trotzdem sind die pro Jahr verfügbaren Ressourcen begrenzt. Es ist daher zu fragen, auf welche Weise ein „bester Nutzen“ der Rohstoffe erzielt werden kann. Eine Antwort auf diese Frage kann aufgrund der unterschiedlichen Bewertungsebenen nicht eindimensional ausfallen. Der Problematik der Konkurrenz verschiedener Nutzungspfade derselben Rohstoffkategorie wird sich an dieser Stelle vor allem auf zwei Bewertungsebenen genähert:

- Maximale Ausbeute an Endenergie als Beitrag zur Versorgungssicherheit und
- Maximale Treibhausgasminderung als Beitrag zum Klimaschutz

Es sei darauf hingewiesen, dass die dargestellten Aspekte nur eine Auswahl an möglichen relevanten Bewertungsebenen darstellen. Neben diesen sind noch weitere, so genannte „weiche“ Faktoren wie z.B. die Diversifizierung der Rohstoffbasis in bestimmten Sektoren oder die Frage der regionalen Wertschöpfung zu beachten. Die Untersuchung dieser Fragestellungen erfolgt, soweit es der Bearbeitungsrahmen der vorliegenden Studie zulässt, in den folgenden Kapiteln.

7.1 Auswahl der betrachteten Nutzungspfade

Unter dem Oberbegriff Biomasse ist eine Vielfalt von verschiedenen Rohstoffen zusammengefasst, die auf unterschiedliche Weise umgewandelt und energetisch genutzt werden können. Abbildung 7-1 gibt einen Eindruck von der Komplexität des Bioenergiesystems hinsichtlich der Nutzungspfade und der konkurrierenden Beziehungen, sowohl auf der Rohstoff-, als auch auf der Nachfrageseite der Endenergie und ordnet die hier betrachteten Holz- und halmgutartigen Rohstoffe in diese Systematik ein.

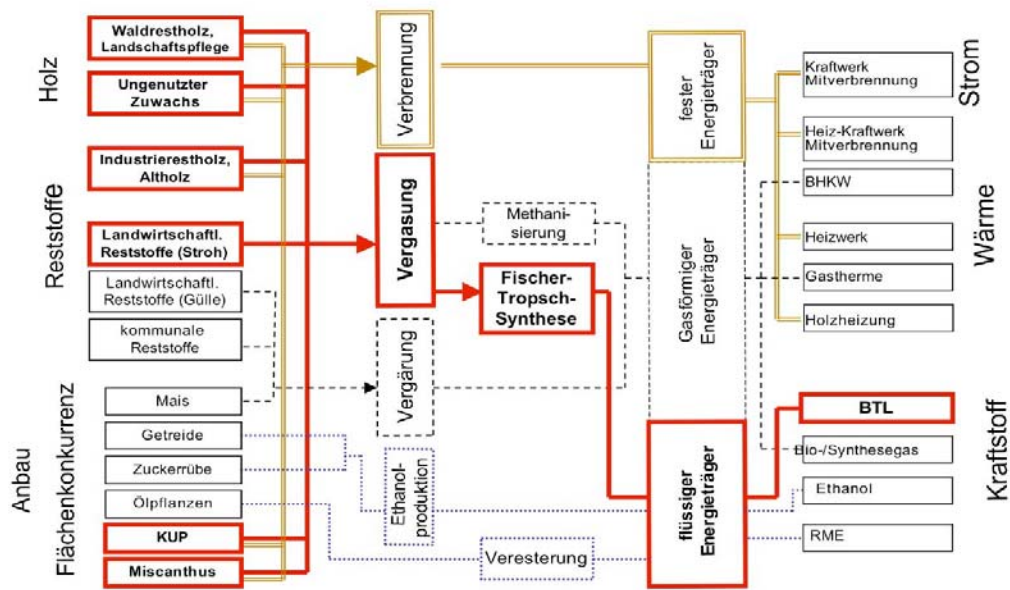


Abbildung 7-1: Übersicht über mögliche Biomasse-Nutzungspfade für unterschiedliche Endenergieanwendungen

Im Rahmen dieser Kurzstudie ist es das Ziel, die Herstellung synthetischen Biokraftstoffs in den Kontext der unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeit einzuordnen, indem Konkurrenznutzungen aufgezeigt und nach verschiedenen Aspekten bewertet werden. Die betrachteten Nutzungspfade sind in Tabelle 7-1 aufgeführt. Die spezifischen Daten der betrachteten Pfade, außer den BTL Optionen, sind im Wesentlichen aus der Studie von RAMESOHL et.al [2005] entnommen. Weitergehende Systemanalysen finden sich in RAMESOHL et.al [2006].

Tabelle 7-1: Übersicht über die betrachteten Biomassenutzungspfade

Biomasse-Input	Anwendungsbereich	Betrachtete Techniken
Wald-/Rest-/Altholz	Wärmebereitstellung in Kleinanlagen	Pelletfeuerung 30kW _{th}
Wald-/Rest-/Altholz	Wärmebereitstellung mit Nahwärmenetz	Holz-Heizwerk 5MW _{th} mit Erdgas-Spitzenlastkessel
Wald-/Rest-/Altholz	Stromerzeugung, KWK	Holz-Kraftwerk 20 MW _{el} Holz-Heizkraftwerk 20 MW _{el} mit Wärmenutzung (z.B. Industrie, Fernwärme)
Wald-/Rest-/Altholz	Vergasung zu SNG, Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz	Erdgas-Tankstelle (SNG-Kraftstoff) Zentrale sowie dezentrale Vergasung analog BTL betrachtet
Wald-/Rest-/Altholz	Vergasung, Aufbereitung und Fischer-Tropsch-Synthese	Tankstelle (BTL Kraftstoff)
Holz aus Kurzumtriebsplantagen	Vergasung, Aufbereitung und Fischer-Tropsch-Synthese	Tankstelle (BTL Kraftstoff)
Energiegras	Vergasung, Aufbereitung und Fischer-Tropsch-Synthese	Tankstelle (BTL Kraftstoff)
Biogas (Energiepflanzen)	Nutzung vor Ort	Verstromung in BHKW mit/ohne Wärmenutzung
	Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz	Erdgas-Brennwerttherme 30 kW _{th} Verstromung in BHKW mit Wärmenutzung Erdgas-Tankstelle (CNG)
Weizen/ Zuckerrüben Raps	Kraftstoffproduktion	Tankstelle (Kraftstoff: Ethanol und RME)

7.2 Effizienz der Erträge pro eingesetzter Einheit Biomasse

Um die begrenzte Ressource Biomasse möglichst effektiv einzusetzen, ist zu fragen, auf welche Weise der höchste spezifische Energieertrag – je Hektar Anbaufläche bzw. je Mengeneinheit Biomasse – erreicht werden kann. Aus Gründen der Vergleichbarkeit in Bezug auf die Rohstoffeinheit erfolgt diese Untersuchung in zwei Schritten.

7.2.1 Effizienz der Erträge pro Hektar Anbaufläche

Zunächst wird die Möglichkeit der Biokraftstoffproduktion mittels der verschiedenen Energiepflanzen aus Anbaubiomasse betrachtet. In Abbildung 7-2 ist der Kraftstoffenergieertrag aufgetragen, der bei Anbau und Nutzung der eingesetzten Pflanze für den jeweiligen Biokraftstoff pro Hektar Anbaufläche erreicht werden kann. Unten im Diagramm sind die Biokraftstoffe der ersten Generation, also Biodiesel aus Raps sowie Ethanol aus Weizen und Zuckerrüben

aufgeführt. Wird also eine Fläche mit Raps zum Zweck der Biodieselproduktion belegt, können im Jahr pro Hektar rund 50 GJ Kraftstoff hergestellt werden.

Im mittleren Teil des Diagramms sind die BTL Kraftstoffpfade dargestellt. Wie in Abschnitt 6.2 erläutert, werden für die Bereitstellung von BTL Kraftstoff zwei Möglichkeiten betrachtet. Die dunklen, ausgefüllten Balken bezeichnen den vollständigen Absatz aller FT-Produkte als Kraftstoff. In den hellen, schraffierten Balken ist der alleinige Ertrag an FT-Diesel dargestellt. Es wird deutlich, dass dieser erheblich geringer ist. Unter der Annahme, dass nur FT-Diesel als Kraftstoffprodukt der FT-Synthese – entsprechend der Mengenbilanz aus Kapitel 3, mit etwa 50 % am Produktmix - abgesetzt werden kann, sinken die Erträge pro Hektar und die begrenzte Ressource „Anbaufläche“ wird weniger gut ausgenutzt.

Im oberen Teil der Abbildung sind die gasförmigen Kraftstoffe aufgeführt. Bei diesen handelt es sich um Biogas, das durch Fermentation aus Nawaro gewonnen wird, sowie um *Synthetic Natural Gas* (SNG), das ebenfalls mittels Vergasung fester Biomassen, allerdings mit nachgeschalteter Methanisierung und Aufbereitung bereitgestellt wird.

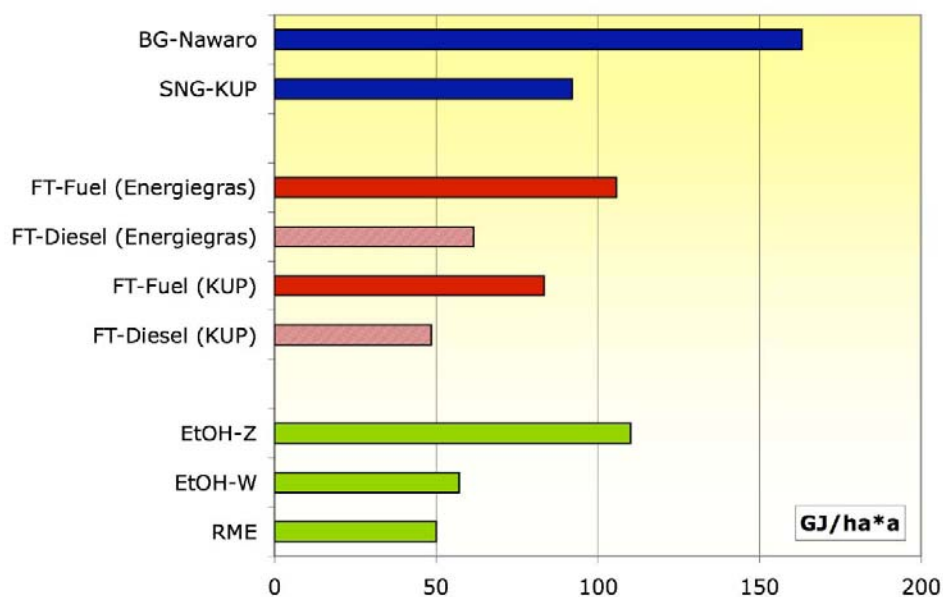


Abbildung 7-2: Flächenerträge der Biokraftstoffe

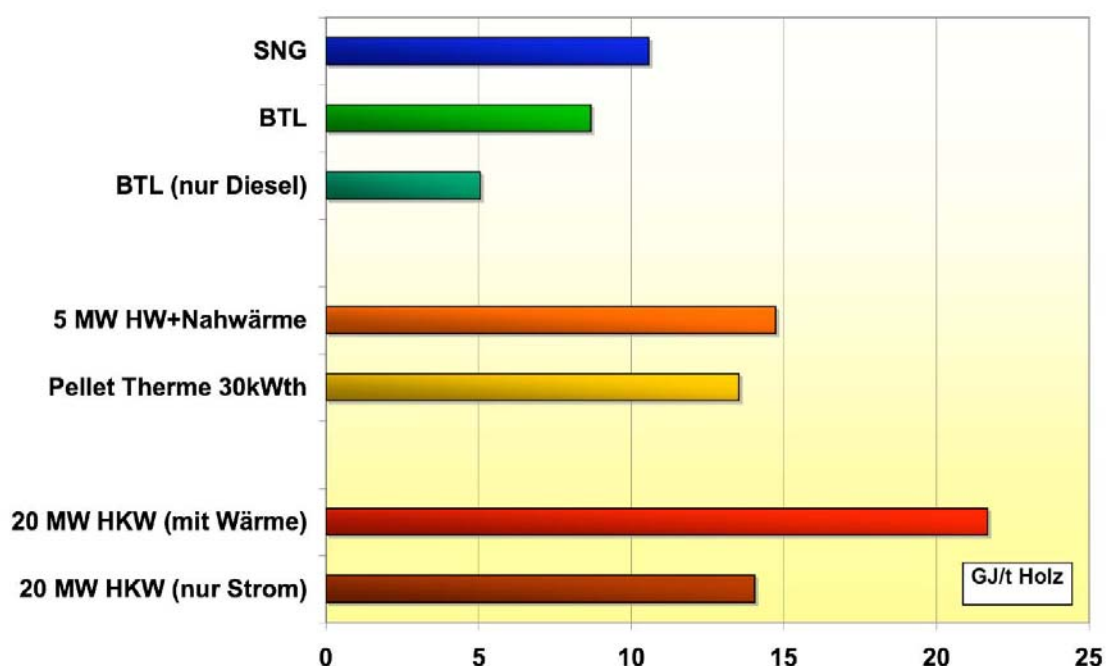
Im Vergleich der verschiedenen Biokraftstoffe wird Folgendes deutlich:

- Bei alleiniger Nutzung des FT-Diesels liegen die Erträge je nach Einsatzstoff im Bereich der Biokraftstoffe der 1. Generation (RME, Ethanol aus Weizen).
- Unter Einbeziehung der Nebenprodukte bzw. Optimierung des Dieselertrags werden die Erträge deutlich gesteigert. Sie sind damit mit SNG vergleichbar (Holzvergasung zu Methan).
- Biogas auf Basis Nawaro liefert von allen Kraftstoffen den deutlich höchsten Flächenertrag.
- Ebenfalls hohe Erträge werden durch Ethanol aus Zuckerrüben erzielt. Dabei handelt es sich (in Deutschland) aber um eine recht kostenintensive Option. Der Anbau von Zuckerrüben ist außerdem landwirtschaftlichen Restriktionen in Bezug auf die benötigte Qualität des Bodens unterworfen.

- Aus Energiegras können höhere BTL-Erträge als aus KUP erzielt werden. Diese Pflanze ist aber landwirtschaftlich gesehen unvorteilhafter (siehe Abschnitt 5.1.3).

7.2.2 Effizienz der Erträge pro Tonne Holz (Substitution Primärenergie)

Analog wird die Ausbeute an Endenergie (Wärme) bzw. Sekundärenergieträger (Strom und Kraftstoff) pro eingesetzter Tonne Holz in verschiedenen Nutzungspfaden und -sektoren untersucht. Zum Vergleich der verschiedenen Alternativen werden hierzu die entsprechenden Substitutionseffekte auf Basis Primärenergie bestimmt. Im unteren Teil des Diagramms sind zwei Verstromungsoptionen, mit und ohne Nutzung der anfallenden Abwärme, dargestellt. Die beiden mittleren Balken bezeichnen die Bereitstellung von Wärme, während oben im Diagramm die beiden Kraftstoffe BTL und SNG aufgetragen sind. Für BTL sind analog zum vorigen Vorgehen die beiden Möglichkeiten der alleinigen Diesel-, bzw. der Ausnutzung der gesamten Produktpalette betrachtet.



Annahmen nach Gemis 4.3 zum Substitutionsfaktor Primärenergie: Strommix 2,99, Heizöl/Diesel 1,11

Abbildung 7-3: Potenzial zur Substitution von Primärenergie pro Tonne Holz

Aus Abbildung 7-3 lässt sich ableiten, dass die höchsten Substitutionseffekte pro Tonne Holz durch die Bereitstellung von Strom und Wärme in der Anwendung KWK mit Abwärmenutzung erreicht werden. Die Verstromung von Holz ohne Nutzung der Abwärme ist dagegen wenig effizient und entspricht der reinen Wärmeerzeugung, die sich durch einen hohen Systemwirkungsgrad der Endenergiebereitstellung auszeichnet. Die Produktion des gasförmigen Kraftstoffs (SNG) stellt unter den Kraftstoffen die beste Option dar, insgesamt macht sich im Vergleich zur Wärmeerzeugung bei den Vergasungspfaden der Umwandlungsverlust während der Prozesskette bemerkbar.

Die Umwandlung von Holz in Wärme stellt aber aus thermodynamischer Sicht nicht die vorteilhafteste Option dar, da hier eine Energie mit nur geringer Arbeitsfähigkeit und Speicherbarkeit bereitgestellt wird. Exergetisch ist die Produktion von Strom am vorteilhaftesten, da diese Energieform die höchste Arbeitsfähigkeit aufweist. Im Gegensatz zu Kraftstoffen, ins-

besondere in flüssiger Form, kann Strom aber nur vergleichsweise schlecht gespeichert werden.

7.2.3 Zwischenfazit

Insgesamt ergibt der Vergleich der Flächeneffizienz bzw. Holzerträge über die verschiedenen Nutzungspfade, dass die Nutzung aller FT-Produkte bzw. eine Optimierung des Diesel-ertrags wesentlich für eine effiziente Ausnutzung der eingesetzten Rohstoffe ist. Durch alleinige Nutzung des FT-Diesels nach der Mengenbilanz aus Kapitel 3 lassen sich nur niedrigere Erträge pro Fläche bzw. Tonne Holz erreichen. Analog ist bei der Kraftwärmekopplung eine sehr hohe Wärmenutzung Voraussetzung für einen hohen Ertrag.

Mittels der Untersuchung der effizientesten energetischen Ausnutzung der verfügbaren Biomasse ist eine erste Annäherung an die Frage nach der „beste Nutzung“ der begrenzten Ressourcen erfolgt. Es muss aber beachtet werden, dass unterschiedliche Zielsetzungen mit dem Einsatz von Bioenergie verfolgt werden können. Zu diesen gehören - neben den diskutierten Aspekten der Arbeitsfähigkeit und Speicherbarkeit der erzeugten Energien - unter anderem auch der Beitrag zum Klimaschutz sowie die geringste volkswirtschaftliche Belastung durch Mehrkosten der biogenen Anwendungen. Diese werden im nächsten Abschnitt untersucht.

7.3 Klimaschutzeffizienz der Nutzungspfade

Die Verbrennung des in der Biomasse gebundenen Kohlenstoffs zu Kohlenstoffdioxid wird als klimaneutral angesehen, da es sich um einen geschlossenen Kreislauf handelt. Trotzdem treten bei der Bereitstellung, Umwandlung und dem Transport der Biomasse Emissionen durch die Nutzung fossiler Energieträger auf. Neben der Freisetzung von Treibhausgasen kann es zu Belastungen mit Schwefeldioxid, Stickstoffoxiden, Stäuben und weiteren Schadstoffen kommen, die je nach Nutzungspfad stark unterschiedlich sein können. Für eine differenzierte Bewertung ist daher ein umfassender ökologischer Vergleich notwendig, der im Rahmen dieser Kurzstudie aber nicht zu leisten ist. An dieser Stelle werden daher nur die Emissionen mit Treibhausgaswirkung (also die CO₂-Äquivalente CO₂, CH₄, N₂O) dargestellt und diskutiert. Betrachtet werden dabei die Emissionen, die auf dem gesamten Lebensweg auftreten, also angefangen mit der Bereitstellung der Bioenergieträger über die Umwandlung zum Sekundärenergieträger bis hin zur Nutzung als Endenergie.

7.3.1 Methodik

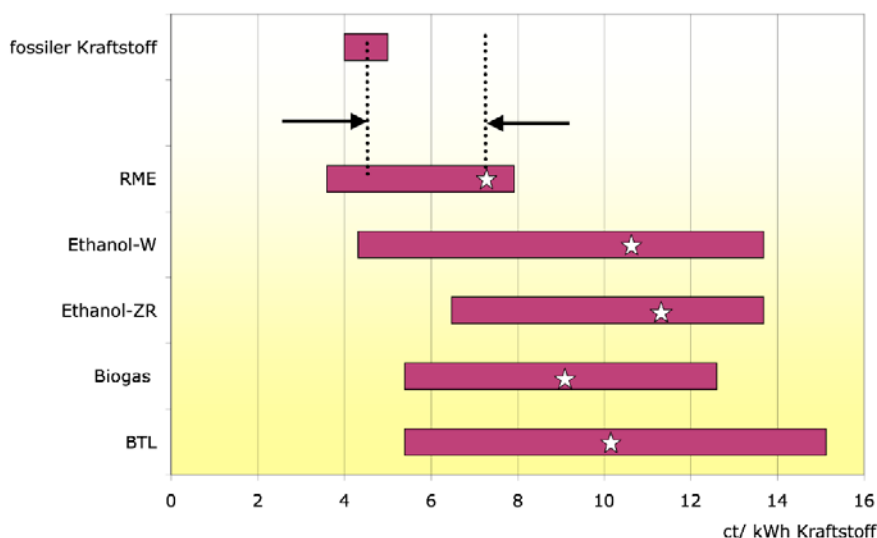
In der folgenden ökologisch-ökonomischen Bewertung werden die so ermittelten Treibhausgasemissionen und analog die Kosten der biogenen Optionen in Bezug zu den jeweiligen fossilen Referenztechnologien gesetzt. Auf diese Weise werden die spezifischen Treibhausgas (THG) -Minderungen und Mehrkosten der biogenen im Vergleich zu den fossilen Optionen ermittelt.

Dabei wird angenommen, dass durch die Verstromung von Biomasse Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark substituiert wird, während die biogene Wärmebereitstellung Öl- bzw. Gas-Brennwertthermen ersetzt. Im Kraftstoffsektor sind Benzin bzw. Diesel die fossilen Referenztechniken zu den Biokraftstoffen.

Abbildung 7-4 beschreibt graphisch die Methodik zur Ermittlung der spezifischen Daten. Es sind Bandbreiten für die verschiedenen Produktionsprozesse der Biokraftstoffe aufgetragen, wie sie in der aktuellen Meta-Analyse (QUIRIN et. al [2004]) weltweit ermittelt worden sind. Die in dieser Studie verwendeten Daten (nach RAMESOHL et.al [2005], in Abbildung 7-4

durch Punkte markiert) stellen einen Mittelwert innerhalb der angegebenen Bandbreiten dar. Dabei sind die Kosten der Ethanolpfade für Deutschland aufgrund spezifischer Produktionsbedingungen etwas höher, als es dem weltweiten Mittelmaß entsprechen würde. Im Fall der Kosten für Biodiesel ist dagegen bewusst ein etwas höherer Preis veranschlagt worden, als er aus der Bandbreite hervorgehen würde. Dies geschieht in dem Bewusstsein, dass die recht günstigen Kosten der Biodieselproduktion bislang aufgrund der hohen erzielbaren Gutschrift für das Nebenprodukt Glycerin erreicht werden. Wenn die Biodieselproduktion in Europa gesteigert und daher mehr Glycerin auf den Markt gebracht wird, wird erwartet, dass die Gutschrift zukünftig absinkt.

Um eine übersichtlichere Darstellung der Gesamtbewertung zu ermöglichen, ist für die Kosten der BTL-Pfade der Mittelwert aus der in Kapitel 4 ermittelten Ober- und Untergrenze gebildet worden.



Quelle: QUIRIN et al. 2004, eigene Berechnungen

Abbildung 7-4: Beschreibung der Methodik bei der Ermittlung der Mehrkosten der biogenen Kraftstoffe gegenüber den fossilen Optionen

Mit den spezifischen Daten für die jeweilige fossile Referenztechnologie kann nun die Differenz zu den biogenen Technologien ermittelt werden. Dabei wird lediglich die Bereitstellung der Endenergie, also die reinen Aufwendungen für Investition und Betrieb der Anlagen sowie betriebswirtschaftliche Margen berücksichtigt. Politische Faktoren wie Mineralölsteuern oder auch Förderungen wie die EEG-Vergütungen sind ebenso wie die Mehrwertsteuer nicht enthalten. Das Vorgehen zur Abschätzung der Treibhausgasreduzierungen erfolgt analog. Dabei sind die Daten der BTL-Produktion nach dem Verfahren B als Referenz gewählt.

7.3.2 Darstellung der Ergebnisse

Im Sinne einer klimapolitischen Gesamtbewertung werden die so ermittelten spezifischen Werte miteinander verknüpft. Die identifizierten Mehrkosten der Biomassenutzung werden wie dargestellt mit den Kosten der Bereitstellung der konventionellen Endenergie bzw. Sekundärenergieträger verglichen. Die daraus resultierenden **Differenzkosten** sind in Abbildung 7-5 auf der X-Achse dargestellt. Im zweiten Schritt werden die **spezifischen THG-**

Minderungsbeiträge (Y-Achse) bestimmt, die durch die Bereitstellung einer Einheit Endenergie bzw. Sekundärenergieträger durch Biomasse erzielt werden können (d.h. pro kWh Wärme bzw. Strom oder Kraftstoff). Das Ergebnis erlaubt damit einen direkten Vergleich der unterschiedlichen Biomassekategorien und Anwendungsfälle. Die spezifischen Daten, die der Abbildung zugrunde liegen, sind in Tabelle 7-2 aufgeführt.

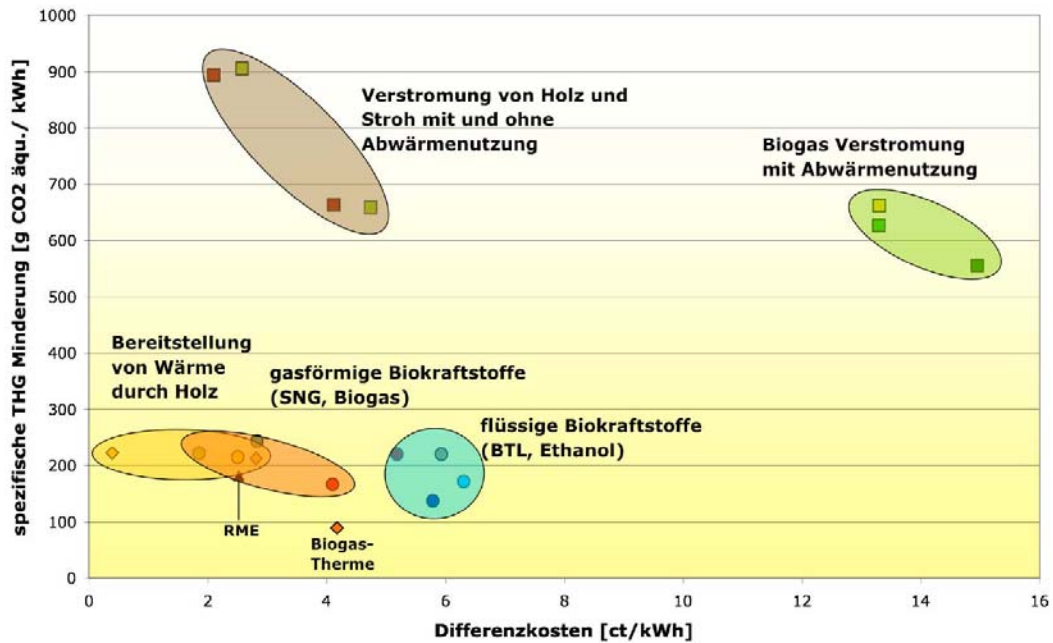


Abbildung 7-5: Ökologisch- Ökonomische Bewertung der Biomasse-Nutzungsoptionen

Tabelle 7-2: Spezifische Daten der Biomassennutzungspfade und der fossilen Referenztechnologien

	g CO ₂ Äqu. / kWh	ct/ kWh
H HKW 20 MW Strom	61	8,8
H HKW 20 MW KWK	-170	6,8
S HKW 20 MW Strom	65	9,4
S HKW 20 MW KWK	-182	7,3
H HW 5 MWth	72	7,0
H Pellets 30 kWth	82	9,4
BG 0,5 M Strom	168	19,7
BG 0,5 MW KWK	98	18,0
BG 1 MW KWK mE	62	18,0
BG 30 kWth mE	137	10,2
BTL (Holz, zentral, max.)	94	11,6
BTL (Holz, dezentral, max.)	94	12,4
BTL (Holz, zentral, min.)	94	9,0
BTL (Holz, dezentral, min.)	94	9,7
EtOH-W	170	10,9
EtOH-ZR	135	11,4
RME	99	7,6
SNG zentral	64	8,0
SNG dezentral	86	7,0
BG Kraftstoff	141	9,2
Strom: fossiler Mix	724	4,7
Therme Öl/Gas-Mix, 30kWth	261	6,3
Benzin/Diesel-Mix	311	5,1

Hinweis:
 BTL-Verfahren ist für hohe Ausbeute optimiert (s. Kap. 3.2). Durch Optimierung Strombilanz kann bei niedrigerem Output die spez.THG-Reduktion deutlich gesteigert werden.

(H-Holz, S-Stroh, BG-Biogas, W-Weizen, ZR-Zuckerrübe, HKW-Heizkraftwerk, HW-Heizwerk, mE- mit Einspeisung; nach RAMESOHL et.al [2005])

Unter Berücksichtigung der Unsicherheiten und der möglichen Bandbreiten der Daten lassen sich aus der Darstellung folgende Ergebnisse ableiten:

- Unter den betrachteten Nutzungspfaden erzielt die zentrale **KWK-Verstromung von Holz** im Heizkraftwerk (20 MW_{th}) bei hohem Grad der Abwärmenutzung die höchste THG-Minderung bei moderaten Differenzkosten. Sie stellt damit sowohl unter dem Aspekt der ökologischen, als auch der ökonomischen Bewertung eine gute Option dar. Der Ausbau dieses Nutzungspfades wird aber strukturell durch die begrenzten Fernwärmepotenziale gehemmt. Dieses Hindernis kann nicht immer überwunden werden. Aufgrund dieser Begrenzung ist es angebracht, andere Nutzungsmöglichkeiten für den Rohstoff Holz zu betrachten, wie z.B. die Kraftstoffrouten SNG und BTL.
- Wie eingangs erwähnt, wird **Stroh** derzeit kaum energetisch eingesetzt. Die wahrscheinlichste Nutzungsoption besteht in der Mitverbrennung im Heizkraftwerk bzw. Kraftwerk, die daher an dieser Stelle exemplarisch dargestellt wird. Die erzielbaren THG-Minderungen und Kosten lehnen sich eng an die vergleichbaren Holznutzungsrouen an.
- Hohe THG-Minderungen werden auch durch die Nutzung von **fermentativem Biogas im BHKW** auf Nawaro-Basis erreicht. Eine Nutzung der anfallenden Abwärme bringt sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile mit sich. Die Einspeisung zur räumlichen Endkopplung von Erzeugung und Nutzung stellt trotz des leicht erhöhten Aufwandes zur Aufbereitung auf Erdgasqualität keinen Nachteil dar. Die Mehrkosten der Biogasnutzungen sind die deutlich höchsten unter den hier betrachteten Pfaden. Das ist zu einem großen Teil auf die Kosten für das Substrat Nawaro

sowie die Investitionskosten der Biogasanlage und des BHKW zurückzuführen. Die Kosten der Biogasbereitstellung machen sich auch bei der Nutzung im Wärmebereich bemerkbar.

- Die **Wärmeoptionen** erzielen bei recht niedrigen Differenzkosten nur geringe THG-Minderungen. Dabei ist der Klimaschutzbeitrag der beiden Holzwärmeoptionen (Hackschnitzelkessel und Heizwerk mit Nahwärmenetzanbindung) etwas höher als der der Biogastherme im Hauswärmebereich. Das ist darauf zurückzuführen, dass mit der Erdgas-Brennwerttherme als fossile Referenz zum Biogas bereits eine sehr effiziente Technologie mit geringen THG-Emissionen gewählt worden ist, die den erzielbaren Minderungseffekt begrenzt.

Für beide Holzwärmenutzungen ist festzuhalten, dass bei dieser Anwendung eine Substitution von Heizöl durch (heimische) biogene Energieträger stattfindet. Diese Anwendung trägt also zur Diversifizierung der Energieträger und damit zur Versorgungssicherheit bei. Auf der anderen Seite ist die Freisetzung von Luftschadstoffen und Feinstäuben bei der Verbrennung von Holz im Heizkessel als mögliche weitere Umwelteinwirkung zu berücksichtigen.

- Die THG-Minderungen der **Kraftstoffoptionen** liegen bei höheren Differenzkosten annähernd in der gleichen Größenordnung wie die der Wärmenutzungen. Einen genaueren Vergleich der einzelnen Optionen sowie einen Überblick über die Bandbreite der Kosten ermöglicht die folgende gesonderte Aufschlüsselung der Biokraftstoffe in 7.3.3.

Sowohl ökologisch als auch ökonomisch stellen die Biokraftstoffe nicht die beste Nutzung der begrenzt verfügbaren Biomasse dar. Sie leisten aber einen direkten Beitrag zur Versorgungssicherheit, indem sie zu einer Diversifizierung der eingesetzten Energieträger in dem Verbrauchssektor beitragen, der mit ca. 97 % die höchste Abhängigkeit von dem einzelnen fossilen Energieträger Öl aufweist. Die Umwandlung von Biomasse in Kraftstoffe stellt zudem Energieträger bereit, die besonders im Falle von flüssigen Kraftstoffen aufgrund der sehr guten Speicherbarkeit günstig für nachfolgende Verteilung und Nutzung im Fahrzeug sind. Im Gegensatz dazu ist die Verstromung von Holz ein Nutzungspfad mit hoher Klimaschutzeffizienz, da bei geringen Differenzkosten hohe Treibhausgasminderungen erzielt werden können. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass die entstehende, nicht speicherbare Abwärme einer energetischen Verwendung zugeführt werden kann. Der Nutzungspfad stößt daher durch das Fehlen geeigneter Wärmenetze an seine Ausbaugrenzen. Es ist daher zu beachten, dass auch der Vorteil der BTL-Anlage, (Fern-)Wärme auskoppeln zu können (siehe Abschnitt 3.2), somit ebenfalls nicht in jedem Fall genutzt werden kann.

7.3.3 Klimaschutzeffizienz der Biokraftstoffpfade

Um einen übersichtlicheren Vergleich der verschiedenen Biokraftstoffpfade zu ermöglichen, werden diese in Abbildung 7-6 noch einmal gesondert betrachtet. Es wird der entsprechende Ausschnitt aus der vorigen Abbildung 7-5 als „Zoom“ dargestellt. Die Methodik der Bewertung erfolgt analog zu Abschnitt 7.3.1.

Bezüglich der Treibhausgasemissionen der BTL-Produktion ist wiederum das Verfahren B als Referenz gewählt worden. Es sind die Bereitstellungskosten nach Kapitel 4 für die dezentrale und zentrale Produktion dargestellt. Außerdem ist die Sensitivität der Rohstoffkosten als obere bzw. untere Grenze berücksichtigt worden.

Als Rohstoff ist aus Gründen der besseren Darstellbarkeit nur Holz gewählt. Wie die Verfahrensanalyse gezeigt hat, sind für Stroh als Eingangsmaterial etwas schlechtere Ausbeuten und damit niedrigere spezifische THG Minderungen zu erwarten. Ebenfalls nicht berücksichtigt ist der Unterschied zwischen den Holz kategorien „Reststoff“ und „Anbau“. Die gezielte Produktion von Holz in Kurzumtriebsplantagen wird aufgrund der Vorkette (Kultivierung in-

klusive Düngung) sowohl ökologisch als auch ökonomisch etwas ungünstiger sein als die Nutzung von Althölzern.

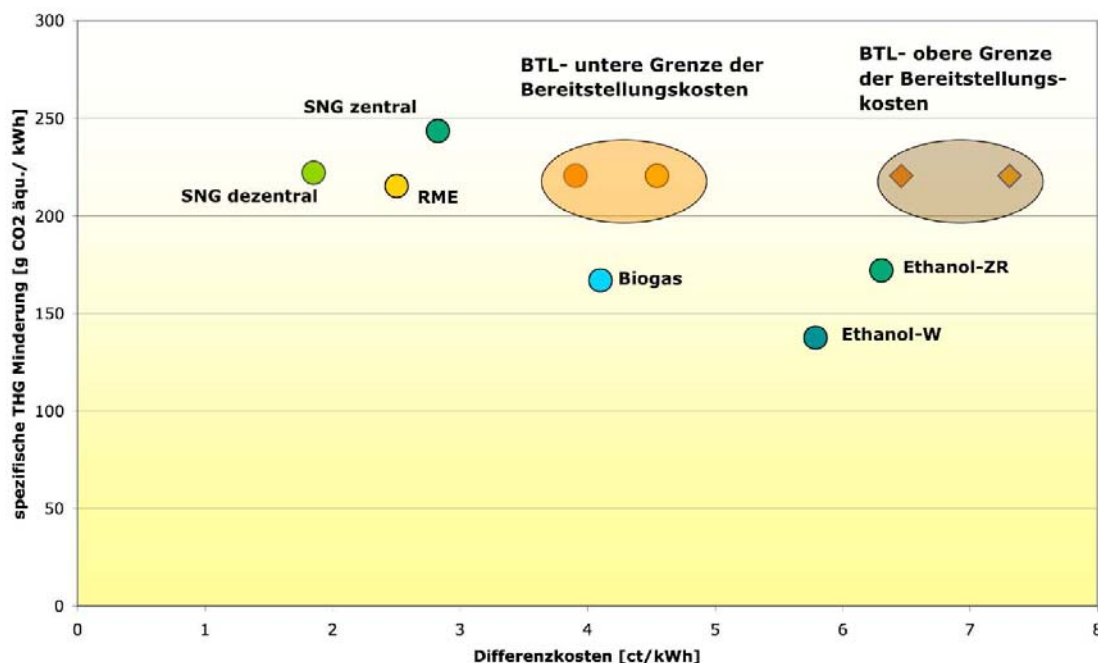


Abbildung 7-6: Ökologisch-ökonomische Bewertung der Biokraftstoffoptionen

Die **erzielten THG-Minderungen** aller Biokraftstoffpfade können wie folgt charakterisiert werden:

- Die geringsten spezifischen THG-Minderungen pro Einheit Endenergie werden bei **Ethanol** auf der Basis von Weizen erreicht, gefolgt von Biogas und Ethanol auf Zuckerrübenbasis. Im Fall von Biogas wird dies allerdings durch den hohen Energieertrag pro Fläche überkompensiert (vgl. Abbildung 7-2).
- Im Rahmen der Datenunsicherheit hebt sich das auf Kraftstoffausbeute optimierte BTL-Verfahren B nicht wesentlich von der Bereitstellung von **Biodiesel oder SNG** ab. Die THG-Minderung kann allerdings je nach Optimierung von Strombezug und Eigenerzeugung signifikant erhöht werden (s.u.).
- Bei der Produktion von **BTL-Kraftstoff** nach dem Verfahren C sind deutlich höhere THG-Einsparungen als nach den anderen Verfahren erreichbar. Diese sind auf die Produktion von Strom als Nebenprodukt zum BTL zurückzuführen (siehe Abschnitt 3.2.3). Es wird damit Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark substituiert und daher eine Gutschrift für vermiedene THG-Emissionen erzielt.

Bezüglich der **Differenzkosten** lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Die **gasförmigen Biokraftstoffe** sind bezogen auf den Energiegehalt unter der gegebenen Datenlage insgesamt ökonomisch etwas günstiger als die flüssigen Biokraftstoffe. Es ist aber zu beachten, dass die Infrastruktur für gasförmige Kraftstoffe erst aufgebaut werden muss, während eine Versorgung mit flüssigen Kraftstoffen vergleichsweise einfach gewährleistet werden kann. Die nötigen fi-

nanziellen Aufwendungen für den Aufbau einer gasförmigen Infrastruktur (CNG-Tankstelle) sind in der Bilanz der Lebenswege enthalten.

- Die spezifischen Daten der **SNG-Bereitstellung** basieren auf **Literaturdaten** nach ALTHAUS&URBAN [2005] (SNG dezentral) und RAMESOHL et.al [2006] (SNG zentral). Die Datenunsicherheit für beide Pfade ist als höher anzusehen, als es für die anderen Nutzungspfade der Fall ist. Das wird auch dadurch erkennbar, dass die Bereitstellungskosten der zentralen Produktion höher sind als die der dezentralen, was dem Effekt der *economy of scale* entgegenläuft. Es besteht weiterer Forschungsbedarf.
- Für beide Anlagengrößen ist SNG – verglichen mit Biogas - der ökonomisch günstigere gasförmige Kraftstoff. Aus Abbildung 7-2 ist zu erkennen, dass der Biogas-Kraftstoffpfad dagegen wesentlich höhere Energieerträge pro Hektar Anbaufläche liefert.
- Die in der Verfahrensanalyse ermittelte **Bandbreite der Bereitstellungskosten für BTL-Kraftstoff** umfasst etwa 3 ct/kWh Kraftstoff. Wird die obere Grenze der Bewertung zugrunde gelegt, ist BTL die am wenigsten ökonomische Option. Die Mehrkosten sind in diesem Fall höher als die getroffenen Annahmen zur Ethanolproduktion. Im günstigeren Fall sind die Differenzkosten mit denen der Biogas-Bereitstellung vergleichbar. Deutlich erkennbar ist der positive Effekt der *economy of scale*.
- **Biodiesel** stellt ökonomisch betrachtet eine Ausnahme unter den flüssigen Biokraftstoffen dar. Die vergleichsweise geringen Kosten für diesen Kraftstoff werden, wie bereits angesprochen, vor allem durch die Gutschrift für das Nebenprodukt Glycerin erreicht. Daher werden sich die niedrigen Kosten zum einen nicht über einen mittel- bis langfristigen Zeitraum halten lassen. Zum anderen ist das Zubaupotenzial von Raps durch landwirtschaftliche Gegebenheiten (Fruchtfolge) begrenzt.
- Unter den getroffenen Annahmen zu den betrachteten Biokraftstoffen ist **Ethanol** die teuerste Option. Dies gilt für die Produktion aus den beiden Rohstoffen Weizen und Zuckerrübe in Deutschland, bei der Ethanol als Hauptprodukt des Prozesses betrachtet wird. Eine günstigere Herstellung kann erreicht werden, wenn die Erzeugung von Ethanol an die Produktion von Biogas gekoppelt wird. Eine andere innovative Option zur Bereitstellung von Ethanol stellen Verfahren dar, die auf Lignocellulose als Rohstoff basieren. Diese Technik befindet sich aber noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Beide Optionen sollen hier qualitativ erwähnt werden, sind aber nicht Gegenstand dieser Betrachtung.

Im Rahmen der Datenunsicherheit zeichnet sich ab, dass aus **ökonomischer Sicht** vergleichbare Ergebnisse für BTL oder SNG erwartet werden können. Wird für die Bereitstellung von SNG eine ähnlich hohe Bandbreite wie für die BTL-Produktion unterstellt, ist für keinen dieser beiden Kraftstoffe ein deutlicher Vorteil zu erkennen. Biogas kann zu ähnlichen Kosten wie BTL bereitgestellt werden, wenn die untere Grenze für die Kosten des BTL-Prozesses angelegt werden. Biodiesel ist derzeit der ökonomischste unter den Biokraftstoffen.

Nicht nur die dargestellten ökologischen und ökonomischen Aspekte, sondern vor allem auch zukünftige motorische Anforderungen an den Kraftstoff sind zu berücksichtigen. So ist die erreichbare **hohe Qualität eines möglichen „Designer-Dieselmotors“** ein wesentliches Argument für die Nutzung von BTL-Kraftstoffen als Basis der Veredlung in Raffinerien. Aufgrund der Eigenschaften können im Bereich der Motorenentwicklung Fortschritte bezüglich der Abgaswerte und Wirkungsgrade neuer Dieselmotoren erwartet werden.

In Bezug auf die Leistungsfähigkeit und die Emissionswerte ist der **Erdgasmotor**, der auch mit SNG und Biogas betrieben werden kann, dem Otto- bzw. Dieselmotor vergleichbar bzw. im Vorteil. Die Entwicklung dieses Motorentyps ist ebenfalls noch nicht abgeschlossen, so dass auch hier weitere Fortschritte erwartet werden können. Die Nutzung von SNG und Biogas stellt daher ebenfalls eine ökologisch vorteilhafte Option der Kraftstoffbereitstellung dar. Allerdings zeichnet sich derzeit noch keine deutliche Trendwende von flüssigen zu gasförmigen Kraftstoffen ab.

7.4 Sonstige Umweltauswirkungen durch Biomassenutzungen

Obwohl die Klimapolitik ökologisch den stärksten Treiber für die Nutzung biogener Kraftstoffe darstellt, sind neben den Treibhausgasemissionen noch andere Umweltwirkungen zu berücksichtigen. Zu einer vollständigen Bilanzierung gehört die Untersuchung der eutrophierenden und versauernden Luftschadstoffe, die bei der Kultivierung von Energiepflanzen als auch bei der Verbrennung des Kraftstoffs im Motor anfallen, ebenso wie die Beiträge zur Bildung bodennahen Ozons und zum Abbau der Ozonschicht. Im Bereich der Hausenergieversorgung kann etwa der Betrieb von Holz-Heizungskesseln eine Emissionsquelle für Luftschadstoffe und Feinstäube sein. Aber auch der gezielte Anbau von Energiepflanzen kann verstärkte Belastungen für Boden und Grundwasser verursachen.

Als ein Beispiel sei hier die Problematik der Nährstoffflüsse genannt. Der intensive Anbau von Energiepflanzen stellt durch die Nutzung der ganzen Pflanze einen Eingriff in die Nährstoffflüsse dar, wie es bei der konventionellen Nutzung zur Nahrungsmittelproduktion nicht gegeben ist (BLOCK [2006]; EISELE [2005]). Wird etwa Stroh zu großen Teilen zur energetischen Nutzung geerntet und verbleibt nicht im Boden, um untergepflügt zu werden, werden wichtige Nährstoffe wie z.B. Phosphat aus dem natürlichen Kreislauf entfernt. Die Humusbilanz des Bodens kann dadurch geschädigt, bzw. muss durch künstliche Düngung nachgebessert werden.

Je nach Nutzungspfad ist es möglich, nicht umgewandelte Reste der eingesetzten Biomasse wieder in den natürlichen Kreislauf des Ackers einzubinden. So kann der Gärrest aus der fermentativen Biogaserzeugung als Dünger auf den Feldern ausgebracht werden. Dadurch können Nährstoffkreisläufe zum Teil wieder geschlossen werden. Im Unterschied dazu entsteht bei thermischen Vergasungsprozessen als Rückstand eine Schlacke, die eluierfest und verglast vorliegt, so dass eine Rückgewinnung der eingeschlossenen Nährstoffe nur mit zusätzlichem Aufwand zu bewerkstelligen ist.

Diese wichtigen ökologischen Vorgänge, die an dieser Stelle nur qualitativ erwähnt werden, konnten im Rahmen der vorliegenden Studie nicht vertieft untersucht werden. Es besteht weiterer Forschungsbedarf, um eine umfassende ökologische Bewertung der Biomassenutzungspfade im Vergleich erstellen zu können.

Im Rahmen dieser Kurzstudie ist ein abgeschlossenes Handelssystem innerhalb der Grenzen von NRW betrachtet worden. In der Praxis wird dagegen der Handel mit Biomasse bzw. Biokraftstoffen innerhalb der EU und zunehmend auch darüber hinaus immer mehr an Bedeutung gewinnen. In diesem Zusammenhang ist es wesentlich, darauf zu achten, dass der Anbau von Energiepflanzen unter den Gesichtspunkten des Klima- und Naturschutzes erfolgt und nicht zu Lasten der lokalen Öko- bzw. sozialen Systeme geht. Insbesondere in Entwicklungsländern muss verstärkt darauf geachtet werden, dass durch den Anbau von Energiepflanzen weder Naturschutzgebiete, noch zur Nahrungsmittelproduktion benötigte Flächen verdrängt werden. Weiterer Forschungsbedarf besteht hinsichtlich der Bewertung importierter Bioenergieträger nach Nachhaltigkeitsaspekten.

8 Anforderungen an mögliche Anlagenstandorte

Im vorigen Kapitel sind die spezifischen Daten der verschiedenen Biomassenutzungen ermittelt und miteinander in Bezug gesetzt worden. Im Rahmen der Untersuchungen sollen neben diesen technischen auch andere Faktoren wie die regionalwirtschaftlichen Auswirkungen einer BTL-Produktion in NRW abgeschätzt werden.

Es werden zunächst die **generellen Anforderungen an einen möglichen Anlagenstandort** aufgeführt. Diese sind

- ein möglichst hohe lokales Biomasseaufkommen;
- eine gute Infrastrukturanbindung und
- die Einbindung in ein existierendes (petro-) chemisches Industriegebiet.

Sie werden im Folgenden näher erläutert.

8.1 Lokales Biomasseaufkommen

Die Untersuchung des **räumlichen Aufkommens der Biomasse** in NRW wird mit Hilfe verschieden geclusterter Landkarten dargestellt, welche die räumliche Konzentration von Waldfläche, Einwohnerdichte und Landwirtschaftsfläche nach Landkreisen aufzeigen.

Es wird zunächst das räumliche Aufkommen an holzartigen Biomasse abgeschätzt. Dazu werden die **Waldbestände** in NRW hinsichtlich ihrer Größe und des Vorratsaufbaus untersucht. Die waldreichsten Regionen im Land sind das Hochsauerland, das märkische Sauerland sowie die Region Siegen-Wittgenstein. Mit diesen Regionen sind ca. 60 % der Waldfläche erfasst (in Abbildung 8-1 weiss markiert). Weitere Bestände sind in den Ausläufern der Eifel, aber auch im Münsterland und Ostwestfalen-Lippe zu finden.

Da die Potenzialabschätzung gezeigt hat, dass nur etwa die Hälfte des Holzpotenzials direkt aus dem Wald gewonnen wird, müssen zusätzlich andere Bezugsquellen untersucht werden. Rund 50 % des Rohstoffs Holz fallen als Alt- und Restholz an, zumeist in der **holzverarbeitenden Industrie**. Es wird angenommen, dass sich die räumliche Verteilung der Industriestandorte annähernd an die Einwohnerdichte anlehnt. In dem Fall können große Teile des Abfallholzes im Ruhrgebiet, dem Großraum Köln sowie Ostwestfalen-Lippe erwartet werden, wie die dunklen Ellipsen in Abbildung 8-1 zeigen.

Das Holzpotenzial aus Reststoffen kann prinzipiell durch die Kultivierung von Kurzumtriebsplantagen erweitert werden. Die **Fläche, die zur alternativen Nutzung** zur Verfügung steht, ist von der bereits genutzten landwirtschaftlichen Fläche abgeleitet (Abschnitt 5.1.3). Es wird angenommen, dass sich der Energiepflanzenanbau proportional zur konventionellen Landwirtschaft im Land verteilt. Unter diesen Annahmen sind die Hauptanbauggebiete für Energiepflanzen im Münsterland und am Niederrhein angesiedelt (in Abbildung 8-1 heller markiert).

Aus Abbildung 8-1 ist qualitativ die Entfernung der unterschiedlichen Rohstoffkategorien Holz zu dem exemplarisch untersuchten zentralen Anlagenstandort in der Rhein-Ruhr-Region abzulesen. Für die Kategorie des Altholzes, das etwa die Hälfte des Potenzials ausmacht, ist zu erkennen, dass ein Standort mit deutlich kürzeren durchschnittlichen Transportentfernungen schwer zu finden sein wird. Ein zentraler Standort in anderen Regionen, etwa im Münsterland oder im Sauerland, wird mit geringeren Mengen an Waldholz, bzw. KUP beliefert werden können, die Mengen werden aber nicht zur Vollversorgung der Anlage ausreichen. Bei einer vollständigen Flächenbelegung mit KUP sind Potenziale zwar mit denen für das Altholz (23 PJ/a gegenüber 22 PJ/a) vergleichbar. Dabei handelt es sich aber um eine eher

theoretische Größe, die zudem auf die drei Anbaugebiete verteilt und daher im Aufkommen nicht so konzentriert ist.

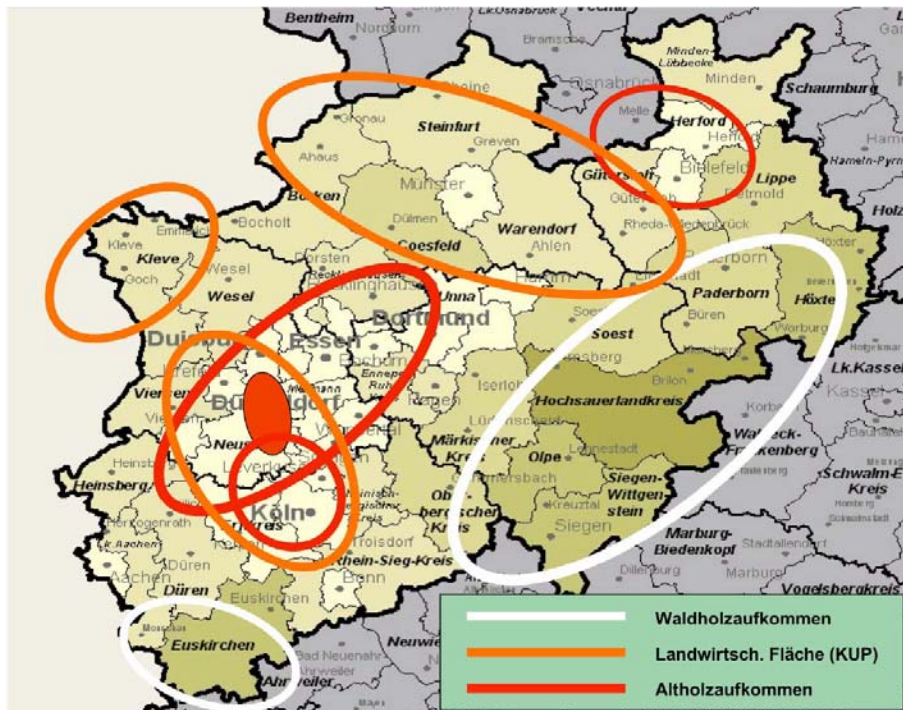


Abbildung 8-1: Relative Lage der Biomasseaufkommen zu einem gedachten zentralen Anlagenstandort in der Region Rhein-Ruhr

Das Potenzial an Halmgut ist insgesamt deutlich geringer als das Holzpotenzial. Eine alleinige Versorgung einer BTL-Anlage mit dem Rohstoff Stroh ist daher unwahrscheinlich. Dies gilt umso mehr, als Stroh weniger energiedicht ist als Holz und daher einen höheren Platzbedarf in der Lagerung aufweist. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Rohstoffbedarf einer BTL-Anlage weitgehend mit Holz gedeckt wird, während Stroh vor allem als Zusatzmaterial Eingang findet.

Auch in Bezug auf die Logistik der Biomasse zeichnet sich daher ab, dass durch die Wahl eines dezentralen Standortes kein wesentlicher Vorteil gegenüber einer zentralen Produktion erzielt wird.

8.2 Weitere Anforderungen

Es zeichnet sich ab, dass unter den genannten Anforderungen das Vorhandensein eines lokalen Biomasseangebots die am wenigsten wichtige ist. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die politischen Grenzen NRW, in denen sich im Rahmen der Studie die Betrachtung der Rohstoffpotenziale ebenso wie die Nachfrage an Kraftstoff abspielt, als virtuelle Grenzen zu verstehen sind. In der Praxis wird der Handel mit Rohstoffen auf überregionaler Ebene stattfinden, da ein abgeschlossenes Energie- und Handelssystem auf Länderebene nicht vorausgesetzt werden kann. Eine BTL-Anlage wird daher aller Wahrscheinlichkeit nach nicht ausschließlich mit regionalen Rohstoffen versorgt werden, sondern sich an einem mindes-

tens überregionalen Markt orientieren. Aus diesem Grund ist die **Anbindung an mehrere Verkehrswege** – neben Strassen vor allem auch an Wasserstrassen und Schienen – eine Anforderung an den Standort, der nicht vernachlässigt werden darf.

Bei der BTL-Produktion handelt es sich um eine Anlage der chemischen Industrie. Wenn diese in ein bereits **bestehendes Industriegebiet** eingebunden werden, sind Erleichterungen bei Genehmigungsverfahren und z.B. auch im Bereich der Anwohnerakzeptanz (etwa in Bezug auf die erforderliche Bauhöhe) zu erwarten. Gegebenfalls besteht die Möglichkeit, Synergien durch vorhandene Infrastrukturen und Medien zu nutzen. Denkbar ist das z.B. in Hinblick auf eine bereits existierende Sauerstoffanlage oder auf eine Versorgung mit Wasserstoff, der als mögliches Prozessmedium eingesetzt werden kann. Gleiches gilt für die Integration der BTL-Anlage in existierende Dampfnetze des Standorts.

8.3 Vorteil eines zentralen Anlagenkonzeptes in der Region Rhein-Ruhr

Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass ein Standort einer zentralen BTL-Anlage in der Region Rhein-Ruhr als der industriereichsten Region NRWs vorteilhafter sein wird als die Ansiedlung einer dezentralen Anlage in einer eher landwirtschaftlichen Region. Das gilt umso mehr, als sich gezeigt hat, dass das vorhandene Biomassepotenzial in NRW sich nur teilweise im ländlichen Raum findet.

Die ökonomische Analyse (siehe Kapitel 4) hat bereits gezeigt, dass unter hier getroffenen Annahmen und Vereinfachungen aufgrund der *economy of scale* ein zentrales Konzept günstiger als eine dezentrale Produktion darstellbar ist. Eine wesentliche Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit der Produktion ist, dass alle Nebenprodukte auf dem Kraftstoffmarkt abgesetzt werden können. Es wird erwartet, dass die Vermarktung der Nebenprodukte in nahe gelegenen Raffinerien durch einen zentralen Standort erleichtert wird.

Im Einzelfall ist aber zu prüfen, ob die Aufrechnung der höheren spezifischen Investition einer dezentralen Anlage gegenüber den geringeren Transportkosten der Biomasse dennoch lohnend sein kann.

9 Regionalwirtschaftliche Auswirkungen

Stellt BTL einen neuen Absatzmarkt für die Land- und Forstwirtschaft dar?

Die Ansiedlung einer BTL Produktion im Land bietet NRW Akteuren auf zwei Ebenen die Möglichkeit, an der Wertschöpfungskette teilzuhaben, nämlich einerseits durch die Bereitstellung des benötigten Rohstoffs für den Prozess, andererseits durch die Beteiligung beim Bau und Betrieb der Anlage.

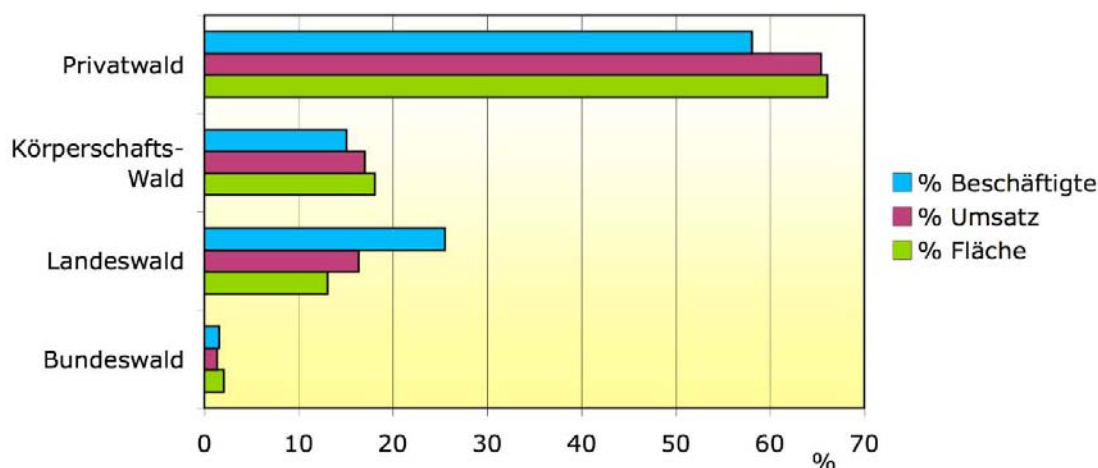
Im Rahmen der 2004 erfolgten Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) der EU wird eine Stärkung des ländlichen Raumes gefordert. Die Nutzung heimischer Bioenergeträger ist prinzipiell dazu geeignet, Akteure auf lokaler Ebene an der Wertschöpfung bei der Erschließung und Nutzung dieser Energie teilhaben zu lassen. Diese Möglichkeit ist insbesondere dann gegeben, wenn außer der reinen Bereitstellung auch noch weitere Veredlungsschritte der Biomasse, wie Aufbereitungs- oder erste Umwandlungsschritte in den Händen der Land- und Forstwirte liegen.

Im folgenden wird die Wertschöpfungskette für alle betrachteten Nutzungspfade charakterisiert, um einen Vergleich der lokalen Wertschöpfung bei der Anwendung zu BTL-Kraftstoff mit anderen möglichen Anwendungen zu erlauben.

Um die Wertschöpfung eines Biomassenutzungspfades untersuchen zu können, wird dieser in einer ersten Näherung in vier Aufarbeitungsschritte zerlegt. Diese sind die Rohstoffbereitstellung, die Aufbereitung inklusive Transport, die Umwandlung in Endenergie und die Nutzung dieser Energie beim Verbraucher. Die vier Schritte werden im Folgenden näher dargestellt.

1. Bereitstellung der Rohstoffe

Die relevanten Akteure im Bereich der Bereitstellung von Biomasse sind zunächst die Land- und Forstwirte des Landes. Beide Akteursgruppen werden hinsichtlich ihrer strukturellen Zusammensetzung betrachtet.



Quelle: WALDBAUERNVERBAND NRW [2006]

Abbildung 9-1: Waldbesitz in NRW nach Fläche, Umsatz und Beschäftigten

Abbildung 9-1 zeigt die Aufteilung des Waldbesitzes in NRW nach Fläche, Umsatz und Beschäftigten. Es befinden sich rund 60 % des Waldes in NRW in Privatbesitz. Darunter sind etwa drei Viertel in Besitz natürlicher Personen, 9 % bzw. 7 % sind in der Hand von Kapitalgesellschaften bzw. Waldgenossenschaften. Die Anteile von Körperschaften und Land NRW sind in etwa gleich hoch, während der Bund nur wenige Prozent des Waldes in NRW besitzt. Auffällig ist jedoch, dass das Land deutlich am meisten Arbeitsplätze pro Hektar Waldfläche unterhält (4,5 gegenüber 2 Personen /1.000 ha im Privatwald) und auch der Umsatz höher ist als bei den anderen Waldbesitzern [Waldbauernverband NRW, 2006].

Wird Holz als Abfall der verarbeitenden Industrie genutzt, findet die Bereitstellung nicht mehr auf lokaler Ebene beim Forstwart, sondern auf regionaler bis überregionaler Ebene statt. Bei dieser Nutzung des Reststoffes handelt es sich sicherlich um eine ökologisch sinnvolle Kaskadennutzung. Der Rohstoff Holz wird zunächst stofflich genutzt, um nach Ablauf der Lebensdauer noch energetisch verwertet zu werden. Für den Forstwart ergibt sich dadurch aber andererseits wenig zusätzliche Möglichkeit, an der Wertschöpfungskette Teil zu haben. Eine denkbare Option ist allerdings, dass durch die zusätzlich nachgeschaltete Verwertung eine Verteuerung des Rohstoffs Stammholz stattfindet, von der auch der Forstwart profitiert.

Hinsichtlich der Struktur der landwirtschaftlichen Betriebe in NRW ist festzuhalten, dass keine eindeutige Dominanz einer bestimmten Betriebsgröße, abhängig von der bewirtschafteten Fläche zu erkennen ist. In den letzten Jahren ist allenfalls eine geringe Verschiebung zugunsten der kleineren Betriebe mit weniger als 30 ha zu beobachten. Diese könnte mit der schwierigeren Wirtschaftslage im Zusammenhang stehen, die es erforderlich macht, dass der Landwirt zusätzliche Einkommensquellen finden muss. Dazu könnte auch eine Verpachtung eines Teils seiner Fläche an einen größeren Betrieb gehören.

2. Aufbereitung der Rohstoffe

Die Aufbereitung der Rohstoffe wird davon bestimmt, in welcher Form die Biomasse bereitgestellt wird und für welche Anwendung sie genutzt werden soll.

Holz wird als Stammholz, Reisig und Waldrestholz überwiegend im Winter geerntet, da das Material zu dieser Jahreszeit die geringste Feuchte aufweist. Eine weitere Trocknung ist aber unumgänglich. Obwohl der Transport von feuchter Biomasse die spezifischen Kosten erhöht, erfolgt die Trocknung meist am Ort der weiteren Umwandlung, da hier in vielen Fällen anfallende Prozesswärme genutzt werden kann. Eine Trocknung am Ort der Bereitstellung ist oft nicht realisierbar und auch nicht energetisch und finanziell rentabel. Das gilt in gleicher Weise für die Aufbereitung von Stroh, aber auch für Energiepflanzen aus Anbau, wie etwa Mais oder Zuckerrüben.

Analog erfolgt auch eine Zerkleinerung der Biomasse in den meisten Fällen am Ort der Umwandlung, da eine Zerkleinerung am Ort der Bereitstellung das Volumen der zu transportierenden Biomasse erhöhen und den Transport daher finanziell aufwändiger gestalten würde.

3. Umwandlung des Rohstoffs zu Endenergie

Auf eine umfassende Darstellung der Umwandlungsprozesse für die unterschiedlichen Nutzungspfade wird an dieser Stelle verzichtet; die Bereitstellung von BTL-Kraftstoff in verschiedenen Prozessen ist in Kapitel 3 beschrieben worden. Für die Darstellung anderer Biomassennutzungspfade wird auf weiterführende Literatur verwiesen (RAMESOHL et.al [2005], SCHMITZ et. al [2005], GÄRTNER&REINHARDT [2003], STUCKI [2003]).

4. Endenergienutzung

Die so bereit gestellte Endenergie soll nun dem Verbraucher zur Verfügung gestellt werden. In den meisten Fällen kann eine netzgebundene Verteilungsstruktur genutzt werden, um den Ort der Nutzung räumlich von der Erzeugung der Endenergie zu trennen. So speisen Kraftwerke und Heizkraftwerke Strom in das öffentliche Netz ein. Die Notwendigkeit des Vorhan-

denseins von Fernwärmenetzen zur Nutzung der Abwärme eines Heizkraftwerks ist in Abschnitt 7.3 bereits thematisiert worden.

Die Einspeisung von aufbereitetem Biogas- sowohl aus Fermentationsprozessen als auch als SNG aus der Holzvergasung – in das Erdgasnetz bietet dem bislang nur lokal nutzbaren Energieträger ebenfalls die Chance, einen erweiterten Absatzmarkt zu bedienen. Das Netz dient dabei nicht zur räumlichen Entkoppelung. Biogas kann über den Weg der Einspeisung in dem weiten Anwendungsfeld von der Verstromung im BHKW über die Wärmebereitstellung bis in den Kraftstoffsektor genutzt werden. Es kann allerdings nach wie vor auch zur lokalen Versorgung am Ort der Erzeugung dienen.

Im Kraftstoffsektor erfüllt die Beimischung von biogenen zu fossilen Kraftstoffen einen ähnlichen Zweck. Diese Vermarktung von Biokraftstoffen als Beimischung („blend“) wird dadurch erleichtert, dass keine eigene Infrastruktur für die reinen Produkte aufgebaut werden muss. Damit entfällt gleichzeitig auch die Notwendigkeit, stets bedarfsgerecht zu produzieren. Eine Beimischung ist allerdings nur dann möglich, wenn der biogene Kraftstoff gewissen Anforderungen an Qualität und Stabilität erfüllt.

Fazit: Übersicht über die Wertschöpfungskette in den einzelnen Nutzungspfaden

Die Beobachtungen und Überlegungen aus den vorigen Abschnitten werden in Abbildung 9-2 zusammengeführt, indem eine erste Zuordnung der vier beschriebenen Arbeitsschritte in die räumlichen Zonen „lokal“, „regional“ und „überregional“ erfolgt. Dabei wird in einer Annäherung angenommen, dass mit „lokal“ eine Entfernung von weniger als fünf Kilometer bezeichnet wird, also der Betrieb des einzelnen Land- oder Forstwirtes gemeint ist. Die regionale Zone beschreibt einen Radius von etwa 50 km, während „überregional“ eine Entfernung von mehr als 50 km veranschaulicht.

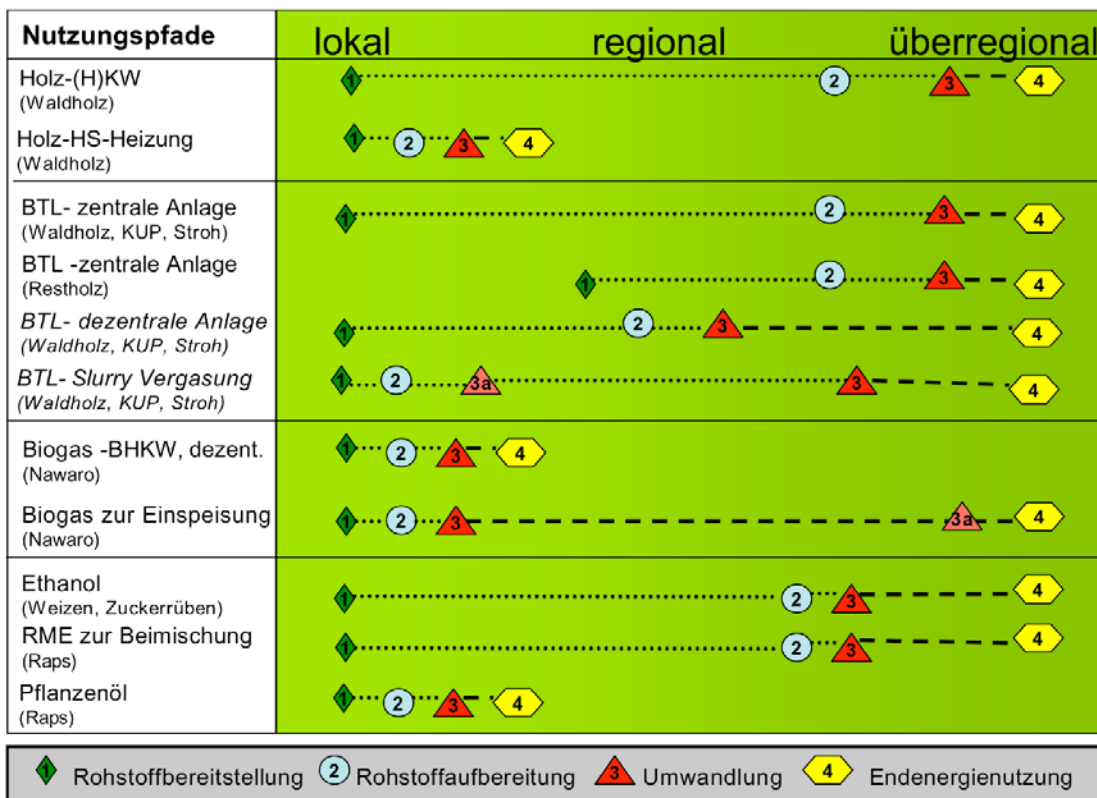


Abbildung 9-2: Exemplarische Darstellung der Wertschöpfungsketten unterschiedlicher Biomassenutzungspfade

Aus der qualitativen, exemplarischen Darstellung lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

- Die Bereitstellung des Rohstoffes findet – bis auf die beschriebene Ausnahme des Reststoffes Holz - lokal statt, während die Endenergie vorwiegend auf überregionaler Ebene genutzt wird.
- Wird Holz als Abfall der verarbeitenden Industrie genutzt, findet die Bereitstellung nicht mehr auf lokaler Ebene beim Forstwirt, sondern auf regionaler bis überregionaler Ebene statt. Bei dieser Nutzung des Reststoffes handelt es sich sicherlich um eine ökologisch sinnvolle Kaskadennutzung, die aber andererseits nur begrenzte Möglichkeiten der zusätzlichen Wertschöpfung für den Forstwirt bedeutet.
- Die lokale Nutzung der Endenergie ist nur in drei Fällen möglich, nämlich für die Holz-Hackschnitzelheizung, die Biogasnutzung und den Kraftstoff Pflanzenöl. Gerade die letztgenannte Option verdeutlicht, dass es sich eher um einen Nischenmarkt handelt, der nur einen begrenzten Absatzmarkt bedient. Wie in Abschnitt 7.3 erwähnt, bietet die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz zusätzlich die Möglichkeit der überregionalen Nutzung der durch Biogas erzeugten Endenergie.
- Die Aufbereitung und Umwandlung der Biomasse zu Endenergie ist in den meisten Fällen eng gekoppelt. Das ist damit zu erklären, dass oftmals die gleichen Energieströme (z.B. Prozesswärme) genutzt werden. Eine räumliche Trennung bietet sich daher entweder vor der Aufbereitung des Rohstoffes oder aber nach der Umwandlung zum Endenergieträger an. Damit ist der Aspekt der Zentralität

der Umwandlungsprozesse entscheidend für die lokale oder überregionale Ansiedlung der Wertschöpfungskette.

Die Bereitstellung von BTL-Kraftstoffen wird nach den Erkenntnissen aus Kapitel 8 in NRW vorwiegend an zentralen Standorten stattfinden. Daraus ergibt sich im Vergleich mit anderen Nutzungspfaden weniger Gelegenheit für den einzelnen Land- oder Forstwirtschaftler, an weiteren Schritten der Wertschöpfung zu teilzuhaben. Die Akteure werden in der Praxis wahrscheinlich auf die Rolle des Rohstofflieferanten beschränkt werden. Wird Gebrauchtholz als Input für den Prozess verwendet, erfolgt auch die Bereitstellung des Rohstoffs nicht mehr auf lokaler Ebene.

Eine Beteiligung der Land- und Forstwirte am Bau und Betrieb einer BTL-Anlage ist prinzipiell durch eine Kapitalanlage möglich. Dabei handelt es sich aber um eine andere Form der Beteiligung, als sie etwa durch den Bau und Betrieb einer Biogasanlage durch einen landwirtschaftlichen Betrieb bzw. als gemeinschaftliches Projekt mehrerer Landwirte gegeben ist.

Eine weitere Möglichkeit, vermehrt aktiv an der BTL-Herstellung beteiligt zu werden, bietet sich für den Land- oder Forstwirtschaftler durch die Bereitstellung eines Pyrolysekokes, wie es dem Denaro-Konzept zugrunde liegt. Dieser Herstellungspfad für BTL ist aber hinsichtlich der erzielbaren Wirkungsgrade und Kraftstoffausbeuten im Vergleich zu den anderen Verfahren als weniger vorteilhaft zu bewerten (siehe Abschnitt 3.2.3).

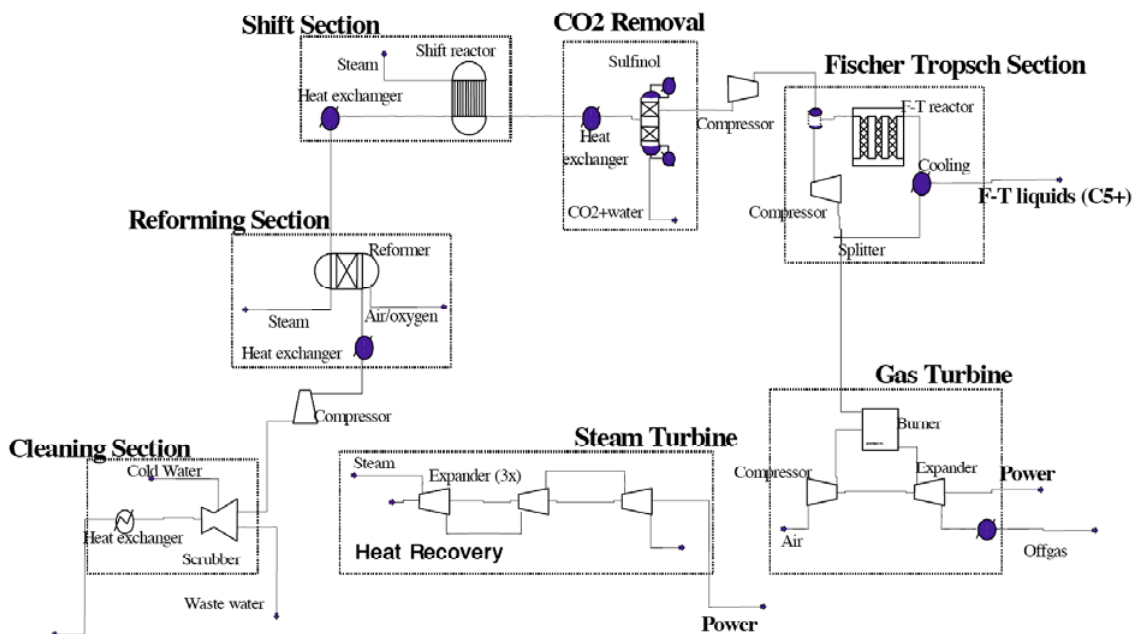
10 Technologie- und industriepolitische Aspekte

Welche industriepolitischen Impulse können durch die Ansiedlung einer BTL Produktion in NRW erwartet werden?

Aus Sicht des Energielandes NRW werden Technologien zur Bereitstellung zukunftsfähiger Kraftstoffe in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Das Thema Vergasung ist bereits in der Vergangenheit von verschiedenen Seiten bearbeitet worden. Aktuell werden zwei der drei in dieser Studie betrachteten Verfahren in NRW verfolgt: der D.M.2 Prozess, der als Pilotprojekt bereits in Herten realisiert worden ist, sowie der Prozess nach dem Denaro-Konzept, das in Unna entwickelt wird.

Die Ansiedlung von neuen, innovativen Prozessen kann über die energie- und klimapolitische Debatte hinaus einen Beitrag zum Ausbau des Technologiestandortes NRW bieten. Für eine langfristige Positionierung von NRW-Akteuren in den künftigen Technologiefeldern ist zu untersuchen, inwieweit vorhandene Kompetenzen des Anlagenbaus genutzt werden können, bzw. in welchen Bereichen spezifisches Know-how aufgebaut werden muss, damit eine möglichst hohe Beteiligung der Unternehmen im Land erreicht werden kann. Es ist daher zu fragen, inwieweit durch einen BTL-Standort zusätzlich industriepolitische Impulse für die Akteure im Land erwartet werden können.

Um zu ermitteln, inwieweit eine Beteiligung von NRW Akteuren beim Bau und Betrieb einer BTL-Anlage möglich ist, wird diese zunächst in ihren einzelnen Komponenten genauer untersucht. Als Betrieb der chemischen Industrie setzt eine solche Produktion sich nicht nur aus spezifischen, zur BTL-Herstellung benötigten Baugruppen wie z.B. dem Fischer-Tropsch-Reaktor zusammen. Auch und gerade die Einbindung dieser Bauteile in die gesamte Peripherie ist von wesentlicher Bedeutung.



Quelle: THIJMENSEN [2000]

Abbildung 10-1: Prozessschaltbild einer möglichen Ausführung einer BTL-Produktion

Das Vorgehen besteht darin, zunächst die unterschiedlichen Bauteile einer BTL-Anlage zu identifizieren. Aus diesen Einzelteilen werden Baugruppen gebildet, wobei zum Teil gleiche Elemente zusammengefasst werden (z.B. Kompressoren aus den verschiedenen Prozessschritten). Die Baugruppen werden im Folgenden hinsichtlich ihres Anteils an der gesamten Investitionssumme bewertet und strukturiert. Auf diese Weise kann die Wertschöpfung im Anlagenbau hierarchisch nach Baugruppen gegliedert werden.

Im Folgenden wird in erster Näherung abgeschätzt, wie Akteure in NRW in den identifizierten unterschiedlichen Bereichen des Anlagenbaus aufgestellt sind. Aus dieser Betrachtung kann auf eine mögliche Kompetenz und darüber hinaus auf eine mögliche Beteiligung von in NRW ansässigen Unternehmen am Bau und Betrieb einer BTL-Anlage geschlossen werden.

10.1 Hierarchie der Wertschöpfung durch Anlagenbau

Die Grundlage für die Ermittlung der Gesamtinvestitionskosten liefert dieselbe Quelle, die in Kapitel 4 für die Berechnung der Produktkosten benutzt worden ist (THIJMENSEN [2000]). Sie erlaubt eine recht gute Annäherung an die Aufschlüsselung der Kosten nach den einzelnen Baugruppen (Tabelle 10-1).

Tabelle 10-1: Hierarchie der Wertschöpfung der Baugruppen einer BTL-Anlage

Baugruppe	Anteil an Gesamtinvestitionen [%]
FT-Reaktor	15,4%
Sauerstoffanlage	12,1%
Trocknung	11,9%
Vergaser	11,2%
Kompressoren	7,6%
Baumaßnahmen	5,2%
Teercracker	4,1%
Gaskühlung	3,7%
Elektronik	3,7%
Gaswäsche	3,3%
Zyklone	3,3%
Netzanschluss	2,6%
Steuerung	2,6%
Anlagenplanung	2,6%
Verrohrung	2,1%
Gewebefilter	1,9%
Dampferzeuger	1,4%
Lagerung	1,2%
Beschickung	0,9%
Gebäude	0,8%
Förderband	0,5%
Mahlen	0,4%
Sortierung	0,4%
Kühlung	0,3%
Shift Reactor	0,3%
Bauvorleistungen	0,3%
Wasser&Dampf-System	0,2%

Quelle: THIJMENSEN [2000]

Abbildung 10-2 zeigt die prozentualen Anteile einzelner Baugruppen an den Gesamtinvestitionen, gewichtet nach den nötigen Aufwendungen. In einer Annäherung erfolgt die Unterscheidung in Kernkomponenten, Peripherie und Bauleistungen.

Als Kernkomponenten sind die Baugruppen des Fischer-Tropsch-Reaktors, des Vergasers, sowie die Anlagenplanung als wesentliche Ingenieursleistung identifiziert worden. Zusammengefasst stellen diese etwa ein Drittel der Gesamtinvestitionen, wobei der FT-Reaktor die kostenintensivste Komponente darstellt. Unter Bauleistungen werden die Baumaßnahmen, der Netzanschluss, Verrohrung, Gebäude und Bauvorleistungen zusammengefasst. Mit rund 15 % ist der Anteil an der benötigten Investitionsleistung gering. Der größte Anteil der Wertschöpfung mit 55 % entfällt damit auf den ebenfalls größten Bereich der peripheren Komponenten. Unter diesem Oberbegriff sind die Komponenten der Biomassevorbereitung (Lagerung, Trocknung, Zerkleinerung), der Aufbereitung des erzeugten Gases (Gaswäsche, Kühlung, Teercracker, Filter, etc.) sowie der Dampferzeuger und die Elektronik gefasst.

Während also durch die Bereitstellung von spezifischem Know-how bis zu einem Drittel der Wertschöpfung erzielt werden kann, ist der größte Anteil der Gesamtinvestitionen auf verschiedene Bereiche der „klassischen Anlagenbaus“ zu erreichen. Diese Verteilung bietet für den Industriestandort NRW prinzipiell bereits heute einen Ansatz, zu einem hohen Anteil an der Wertschöpfung teilhaben zu können.

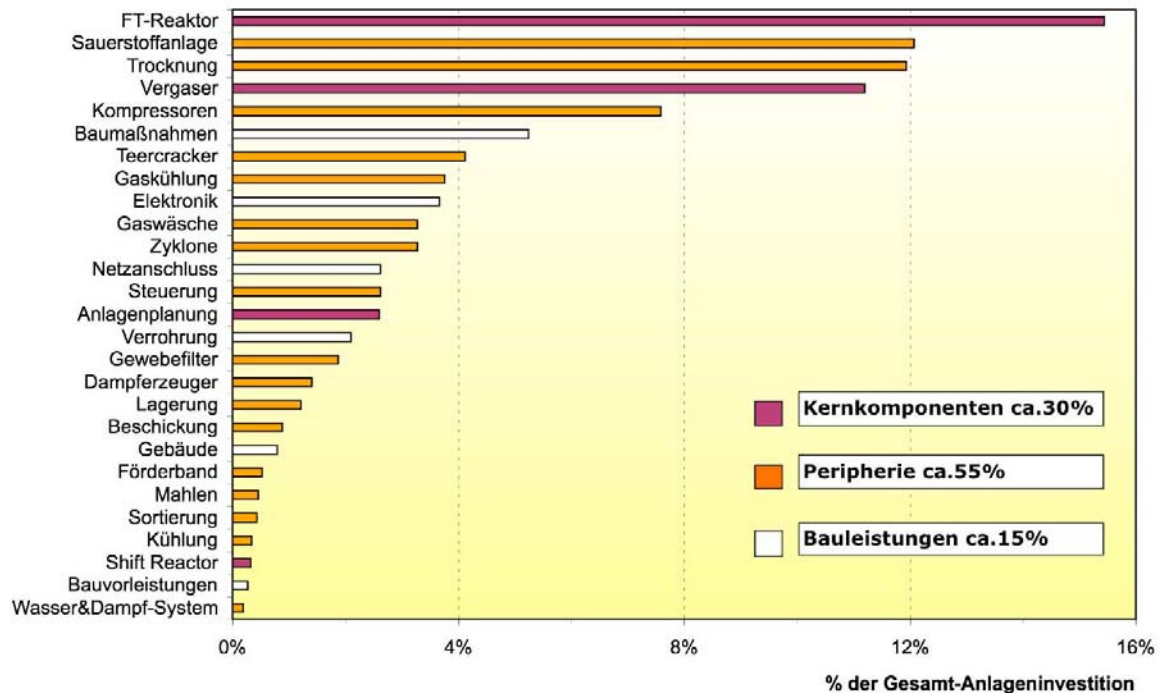


Abbildung 10-2: Zusammensetzung der Anlageninvestitionen nach Baugruppen für eine auf 500 MWth skalierte BTL-Anlage

10.2 Identifikation von NRW Kompetenzen

Im Folgenden wird weiter untersucht, in welchen der identifizierten Bereiche Akteure in NRW präsent sind, die prinzipiell in der Lage sind, die einzelnen Baugruppen zu bedienen bzw. über das benötigte Know-how verfügen. Dabei kann derzeit keine spezifisch auf die BTL-

Produktion bezogene Erfahrung erwartet werden. Grundsätzlich existieren aber Kompetenzen verschiedener Unternehmen in den jeweiligen Anwendungsfeldern.

In der allgemeineren Darstellung (Abbildung 10-3) sind die in Abbildung 10-2 aufgeführten Elemente zu größeren Baugruppen zusammengefasst worden. Die farbliche Gewichtung erfolgt nun nach der Präsenz möglicher Akteure in NRW. Dabei ist es nicht ausschlaggebend, ob das jeweilige Unternehmen der Technologiegeber einer ausgeführten Anlage ist. Ebenso muss nicht zwangsläufig der Hauptsitz eines Unternehmens in NRW angesiedelt sein, sondern es kann sich um eine beliebige Filiale handeln. Von Bedeutung ist in diesem Zusammenhang vor allem, dass die Arbeiten in NRW ausgeführt werden können, so dass sowohl Beschäftigung als auch Know-how im Land verortet ist.

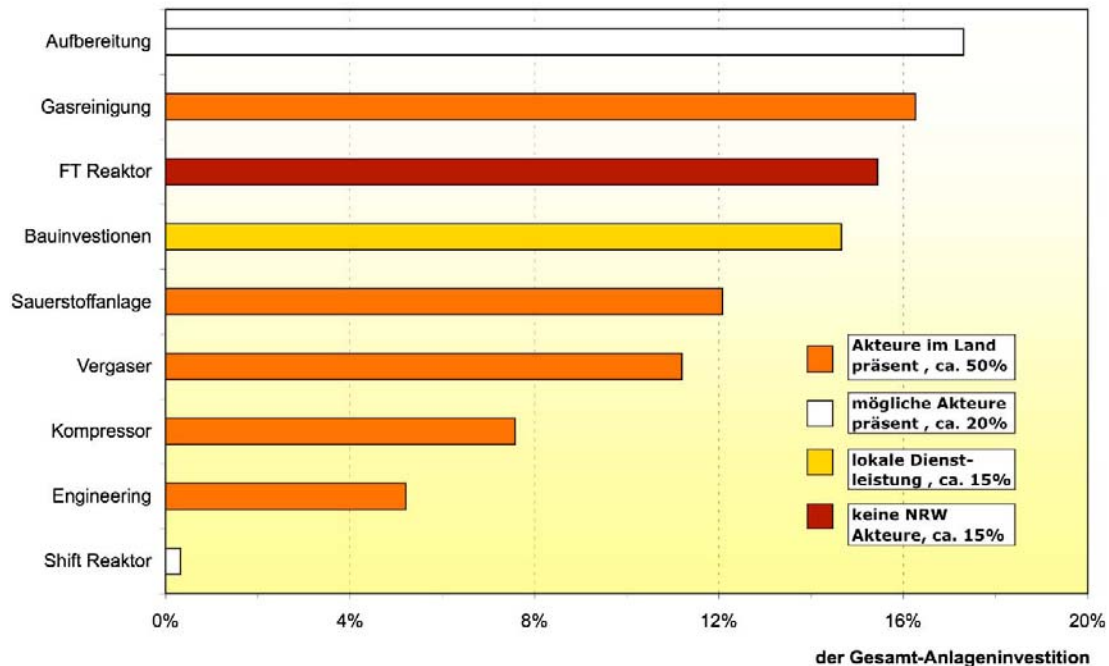


Abbildung 10-3: Aufschlüsselung der Anlageninvestitionen nach möglicher NRW Kompetenz

Aus Gesprächen mit Anlagenbetreibern, ergänzt durch den *Kompetenzatlas Energie Ruhrgebiet* (PROJEKT RUHR [2005]) und nach ALLNOCH & SCHLUSEMANN [2004], ergibt sich folgendes Bild:

- In NRW sind Akteure auf den Gebieten der **Gasreinigung** und **Vergasung** präsent.
- Es existieren mehrere Anbieter von **Sauerstoffanlagen** bzw. Unternehmen der Industriegasproduktion.
- NRW hat außerdem Kompetenzen im allgemeinen **Engineering** sowie im Bau von **Kompressoren**.
- Der Bereich der **Biomasseaufbereitung** ist bisher zwar nicht im Fokus der Aufmerksamkeit, es besteht aber durchaus die Möglichkeit, dass sich ansässige Akteure für diesen Bereich interessieren und engagieren könnten.

Vor diesem Hintergrund ist es denkbar, dass grundsätzlich bis zu 70 % der Investitionsleistungen beim Bau einer BTL Anlage durch NRW Akteure erbracht werden könnten.

Wie bereits im vorigen Abschnitt erwähnt, ist der Anteil der Bauvorleistungen mit 15 % der Gesamtinvestitionen gering. Immerhin handelt es sich dabei um eine lokale Dienstleistung, die bei der Ansiedlung einer BTL Anlage im Land ebenfalls von NRW Akteuren übernommen wird.

Der einzige Bereich, in dem in NRW bislang keine konkreten Erfahrungen gemacht worden sind und auch keine Akteure präsent sind, ist damit die Fischer-Tropsch-Synthese. Das Know-how dieser Technologie liegt bei weltweit wenigen großen Unternehmen und wird derzeit in Deutschland nur von der Fa. Shell in Zusammenarbeit mit Choren Industries GmbH angewandt. Grundsätzlich besteht aber für einen entsprechenden Betrieb die Möglichkeit, sich bei den Technologiegebern um eine Lizenz für die FT-Synthese zu bewerben, so dass auch dieser Bereich durch NRW Akteure geleistet werden könnte.

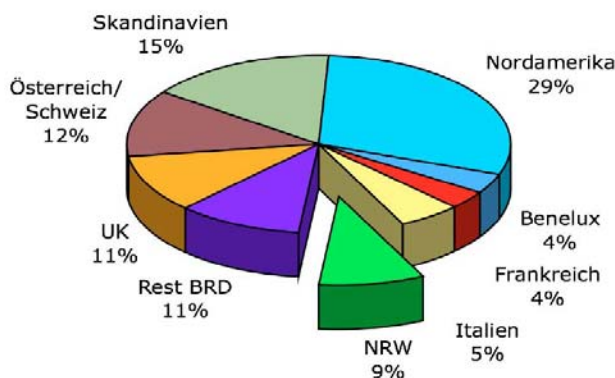
Es bleibt festzuhalten, dass der Industriestandort NRW prinzipiell in der Lage ist, bereits heute bis zu rund 85 % zu der Wertschöpfung durch Anlagenbau beizutragen.

Diese grundsätzliche Kompetenz muss aber durch die Einbindung in Kooperationsbeziehungen bzw. durch die Bildung strategischer Partnerschaften in der Praxis erprobt und erweitert werden. Daher ist die Beteiligung von NRW Akteuren in konkreten Projekten erforderlich.

10.3 Vergasung von Biomasse in NRW

Im Folgenden soll der wichtige Teilbereich der Biomassevergasung hinsichtlich der räumlichen Ansiedlung von Kompetenzen genauer betrachtet werden. Gerade auf dem Gebiet der Biomassevergasung sind in den letzten Jahren weltweit viele Forschungen betrieben worden. Zur Vernetzung und Koordination der Akteure sind vor allem zwei internationale Netzwerke zu nennen, nämlich zum einen die Bioenergie Arbeitsgruppe „Biomassevergasung“ der Internationalen Energie Behörde (IEA) und zum anderen die EC-AIR „*Concerted Action Analysis and co-ordination of activities concerning a gasification of biomass*“ (AIR-CT94-2284). Die Ergebnisse, die insbesondere in diesen Netzwerken gesammelt wurden, sind in (NOVEM [2001]) zusammengefasst.

An dieser Stelle soll vor allem die räumliche Verortung von ausgeführten Vergasungsanlagen sowie von deren Anlagenbauern betrachtet werden. Es werden insgesamt 87 ausgeführte Installationen von 57 Anlagenbauern gelistet. Von diesen stammen mit 14 Unternehmen die meisten aus den USA, gefolgt von insgesamt 11 aus Deutschland. Eine genauere Überprüfung der deutschen Unternehmen ergibt, dass mit fünf Betrieben fast die Hälfte der aufgeführten Unternehmen aus NRW stammen (Abbildung 10-4). Es ist zu beachten, dass es sich bei diesen Unternehmen nicht in allen Fällen um die Technologiegeber der Anlagen handelt.



Quelle: eigene Darstellung nach NOVEM [2001]

Abbildung 10-4: Hersteller von Vergasungsanlagen nach Herkunft

Wird die räumliche Verortung der ausgeführten Installationen von Vergasungsanlagen betrachtet, ergibt sich aber ein anderes Bild, das zu einer entgegen gesetzten Aussage führt. Wie in Tabelle 10-2 zu erkennen ist, befinden sich zwar achtzehn Anlagen in Deutschland. Von diesen ist aber keine innerhalb NRWs ausgeführt. Das Know-how der Biomassevergasung ist also im Land durchaus vorhanden, wird aber nicht vor Ort, sondern in anderen Bundesländern bzw. dem Ausland umgesetzt.

Tabelle 10-2: Biogasanlagenbauer und ausgeführte Installationen in verschiedenen Ländern

	Anlagenbauer ansässig in ...	ausgeführte Installationen
Belgien	1	1
Costa Rica	0	1
Dänemark	4	7
NRW	5	0
Rest BRD	6	18
Finnland	3	11
Frankreich	2	2
Italien	3	4
Kanada	3	1
Niederlande	1	2
Österreich	3	10
Polen	0	1
Portugal	0	1
Schweden	2	7
Schweiz	4	2
UK	6	8
USA	14	11
Summe	57	87

Quelle: Gasifier Inventory

Vor dem Hintergrund des Zieles, NRW als Technologiestandort auch im Bereich der energetischen Nutzung von Biomasse aufzubauen, ist zu fragen, welche Gründe für diese Diskrepanz bestehen und was im Umkehrschluss notwendig ist, um das vorhandene Wissen im Land umzusetzen.

Für den **Forschungsstandort NRW** ist das Feld der Biomassevergasung eine innovative und zukunftssträchtige Option, die es in den kommenden Jahren weiter auszubauen gilt. Dabei steht nicht notwendigerweise die Weiterverarbeitung zu BTL-Kraftstoff im Fokus. Die Erzeugung eines Synthesegases kann in einer Vielfalt von Produkten münden. Neben der Aufbereitung zu SNG und der eventuellen Einspeisung ins Erdgasnetz ist langfristig auch die Bereitstellung von Wasserstoff eine Perspektive.

Der Einsatz verschiedenster Rohstoffe – es kommen forst- und landwirtschaftliche Produkte und Reststoffe in Frage - ermöglicht ein integriertes Bioenergiesystem. Anders als bei den klassischen Biokraftstoffen der ersten Generation, Biodiesel und Ethanol, ist die Nutzung der Biomasse nicht nur auf bestimmte Pflanzen bzw. Pflanzenteile (Rapsfrucht) fokussiert. Restriktionen durch Fruchtfolgen und Rotationszyklen können gegebenenfalls gemildert werden. Auch Alt- und Abfallhölzer können im Sinne einer ökologisch sinnvollen Kaskadennutzung zur Synthesegaserzeugung eingesetzt werden.

Um das spezifische Know-how weiter auszubauen, besteht weiterer Forschungsbedarf. F&E-Themen können durch die Einbindung in konkrete Projekte belebt werden. Bereits jetzt sind NRW Akteure in innovative Projekte eingebunden. Unter diesen ist z.B. die Beteiligung des Fraunhofer UMSICHT in das „*Netzwerk für Gasaufbereitungstechnologien und –verfahren zur Nutzung regenerativer Gase- ReGasNet*“ zu nennen. Auf EU-Ebene sind Kooperationen mit anderen Forschungsstandorten zur Biomassevergasung, wie etwa dem Paul-Scherrer-Institut in der Schweiz oder mit Schweden anzustreben, um NRW Akteure langfristig strategisch zu positionieren.

11 Synopse der Ergebnisse

Der Bedarf an zukunftsfähigen Kraftstoffen wird in den nächsten Dekaden weiterhin ansteigen, ausgelöst durch so verschiedene Faktoren wie steigende Preise für fossile Energieträger, dem Wunsch, sich verstärkt unabhängig von Energieimporten zu machen sowie nicht zuletzt dem Bestreben, signifikante Beiträge zum Klimaschutz zu leisten. Vor diesem Hintergrund sind synthetische Kraftstoffe auf Biomassebasis eine sehr interessante und innovative Option. Die vorliegende Studie stellt einen Beitrag zur Diskussion um die Bereitstellung von synthetischem Biokraftstoff (*biomass-to-liquid*, BTL) dar. Dabei sind verschiedene Ebenen der Energie-, Klima- und Industriepolitik mit einbezogen worden, um den verschiedenen Aspekten der Thematik gerecht zu werden.

Weltweit sind unterschiedliche Verfahren bekannt, die sich zur Produktion von BTL-Kraftstoffen eignen. Im Rahmen dieser Studie sind drei aktuell diskutierte und in der Entwicklung befindliche Herstellungsverfahren für synthetische Kraftstoffe auf Biomassebasis untersucht und mit Anlagenentwicklern bzw. -betreibern diskutiert worden.

Die Firma CHOREN Industries stellt diesbezüglich ein Gesamtkonzept vor, mit dem im Technikumsmaßstab bereits flüssige Kraftstoffe hergestellt wurden. Zwei weitere, hier untersuchte Verfahrensvorschläge in Anlehnung an die Firmen D.M.2 und Denaro stellen wasserstoff- und kohlenmonoxidhaltige Rohgase bereit, die sich nach einer notwendigen Gasaufbereitung ebenfalls zur Kraftstoffsynthese eignen. Die untersuchten Verfahren, die eine Kraftstoffherstellung nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren einschließen, sind auf die Herstellung von Diesel als Hauptprodukt optimiert. Es werden jedoch auch andere Kohlenwasserstoffe wie Rohbenzin, Kerosin und LPG (*liquid petroleum gas*) erzeugt, die nach weiteren Aufbereitungsschritten grundsätzlich ebenfalls als Kraftstoff eingesetzt werden können. Die Nutzbarmachung der gesamten Produktpalette ist wesentlich für eine hohe energetische und stoffliche Ausbeute des eingesetzten Rohstoffes.

Die umfangreiche **verfahrensanalytische Bewertung** führt zu vollständigen Massen- und Energiebilanzen der untersuchten Verfahren. Zur Abbildung der Verfahren sind die getroffenen Annahmen dabei in Gesprächen mit den Anlagenbetreibern plausibilisiert worden. Danach kann mit einer maximalen Ausbeute von etwa 110 kg Dieselkraftstoff je eingesetzter Tonne Holz¹⁶ gerechnet werden. Die Ausbeute an Diesel wird als grundsätzlich noch steigbar angesehen. Neben dem Hauptprodukt Diesel werden noch andere Kohlenwasserstoffe wie Rohbenzin, Kerosin und LPG erzeugt, die nach weiteren Aufbereitungsschritten grundsätzlich ebenfalls als Kraftstoff eingesetzt werden können. Als Gesamtproduktmenge – also inklusive von ebenfalls erzeugtem Rohbenzin, Kerosin und LPG – werden ca. 200 kg Fischer-Tropsch-Produkt pro Tonne Holz erzielt.

Die so ermittelte maximale Ausbeute kann bezüglich ihrer Erreichbarkeit als abgesichert betrachtet werden, da sie auch Auslegungsparameter einer gegenwärtig im Bau befindlichen Anlage ist. Der technische Nachweis steht allerdings noch aus. Für Stroh als Einsatzstoff liegen die Werte etwas unter denen für Holz. Bezüglich der energetischen Ausnutzung der Biomasse auf der Basis des Heizwertes lassen sich Werte von etwa 58 % angeben. Wird der für den Betrieb der Anlage notwendige Strom mit bilanziert und primärenergetisch bewertet beträgt der Gesamtwirkungsgrad bestenfalls etwa 49 %.

Eine Abschätzung der **Kraftstoffkosten**, die auf den Ergebnissen der Verfahrensanalyse aufbaut, zusätzlich aber noch eine Reihe weiterer Annahmen erfordert, ergibt, dass die Kosten der Bereitstellung von BTL-Diesel an der Tankstelle einen Wert von etwa 0,90 EUR/l inklusive Mehrwertsteuer nicht unterschreiten werden. Dieser Wert gilt, wenn für die anderen

¹⁶ Als Buchenholz mit 15 % Restwassergehalt und einem daraus resultierenden Heizwert von 15,3 MJ/kg

Produkte des BTL-Prozesses Erlöse entsprechend dem hier gewählten Allokationsverfahren nach dem Heizwert erzielt werden können. Als Rohstoffpreis wurden zunächst 50 EUR/t Holz angenommen. Eine Erhöhung dieses Wertes auf 100 EUR/t führt zu etwa 26 % höheren Kosten. Die Kapazität der BTL-Anlage wurde dabei mit 500 MW_{th} Feuerungswärmeleistung angesetzt. Eine Verkleinerung auf 100 MW_{th} erhöht die Kosten der Kraftstoffbereitstellung um etwa 7 %. Dies gilt trotz reduzierter Biomassetransportkosten von etwa 21 EUR/t auf 11 EUR/t Holz aufgrund des kleineren Einzugsbereichs. Ein zentraler Standort ist demnach günstiger als ein dezentraler Standort kleinerer Leistung. Die Kosten des Biomassetransports sind allerdings mit einem vereinfachten und linearen Ansatz ermittelt worden. Eventuell ist bei größeren Transportentfernungen eine deutlich aufwändigere Logistik der Biomassebereitstellung notwendig, die eine weitere Zentralisierung der BTL-Kraftstoffproduktion begrenzt.

Insgesamt konnte damit, aufbauend auf der verfahrenstechnischen Analyse, gezeigt werden, dass FT-Diesel zu Kosten bereitgestellt werden kann, die bei Verzicht auf einen Großteil der Mineralölsteuer wettbewerbsfähig im Vergleich zu heutigem konventionellem Diesel sind. Die Qualität des hergestellten Diesels mit Blick auf die motorische Verbrennung wird dabei als sehr hoch eingeschätzt. Zukünftig kann dies bei weiterentwickelten Verbrennungsmotoren zu deutlichen Vorteilen mit Bezug auf Abgasemissionen und Verbrauch führen – allerdings unter der Voraussetzung einer ausreichenden Verfügbarkeit von FT-Diesel. Als mögliche Einsatzstoffe hierfür können grundsätzlich auch andere kohlenstoffhaltige Primärenergieträger genutzt werden.

Als **Biomasseinput** sind holz- und halmgutartige Rohstoffe betrachtet worden, deren Aufkommen für das Bundesland NRW bilanziert wurde. Die größte verfügbare Potenzialkategorie (ca. 42 PJ/a) ist Holz. Etwa die Hälfte dieses Potenzials stellen Alt- und Resthölzer dar, die im Sinne einer ökologisch sinnvollen Kaskadennutzung nach Ablauf der stofflichen Lebensdauer noch energetisch genutzt werden können. Gerade für den Rohstoff **Holz** ist eine starke Nutzungskonkurrenz zu anderen Anwendungen, etwa in der Strom- und Wärmebereitstellung zu beachten, welche die tatsächlich für die BTL-Produktion verfügbare Menge deutlich reduziert. Im Gegensatz dazu stellt **Stroh** als Reststoff aus der Landwirtschaft mit etwa 6,5 PJ/a nur einen vergleichsweise geringen Anteil des Biomassepotenzials. Derzeit existieren für diesen Rohstoff aber nahezu keine energetischen Nutzungskonkurrenzen, so dass angenommen werden kann, dass die ermittelte Menge fast vollständig für die Bereitstellung von BTL-Kraftstoffen genutzt werden kann. Das Potenzial an Biomassereststoffen kann durch den **gezielten Anbau** von Biomasse in Kurzumtriebsplantagen (KUP) oder als Energiegras noch einmal um rund 50 % gesteigert werden. Die landwirtschaftliche Fläche, die zur alternativen Verwendung genutzt werden kann, ist allerdings begrenzt, so dass eine starke Konkurrenz zu den „klassischen“ Energiepflanzen aus Anbau, wie Mais, Zuckerrüben oder Energiegetreide zu berücksichtigen ist. Insgesamt können in NRW **maximal ca. 70 PJ/a** an geeigneter Biomasse zur Verfügung stehen.

Im Rahmen dieser Kurzstudie kann eine vollständige Analyse der Verfügbarkeit der Biomassepotenziale für die einzelnen Nutzungssektoren (Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung) nicht geleistet werden, so dass **Abschätzungen zur Verfügbarkeit** für die BTL-Kraftstoffproduktion getroffen werden müssen. In einer ersten Abschätzung wird angenommen, dass etwa 20 % des Holzpotenzials sowie derzeit 5 % der verfügbaren Fläche genutzt werden können. Die Flächennutzung kann im Ausblick auf 20 % gesteigert werden. Das so ermittelte Potenzial ist ausreichend, um eine 500 MW_{th} Anlage zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen mit einer Gesamtproduktion von ca. 110.000 Tonnen Dieselmotorkraftstoff bzw. rund 200.000 Tonnen Kraftstoff (einschließlich Rohbenzin, Kerosin und LPG) pro Jahr zu betreiben. Dies entspricht einem ungefähren Anteil von 5 % am Diesel- bzw. 3 % am Gesamtkraftstoffbedarf in NRW. Diese rechnerischen Daten berücksichtigen allerdings nicht die dynamischen Entwicklungen des Kraftstoffmarktes. Zukünftig ist eine Steigerung auf knapp 8 % des Gesamtkraftstoffbedarfs möglich.

Nachdem somit die Eckdaten der BTL-Produktion in verschiedenen Anlagen sowie der Biomassepotenziale in NRW ermittelt worden sind, kann eine **Diskussion der Ergebnisse auf verschiedenen Ebenen** erfolgen.

Eine Einschätzung des „besten Nutzen“ der begrenzten Ressource Biomasse aus ökologischer Sicht muss die verschiedenen Konkurrenznutzungen der Biomassepfade berücksichtigen. Die Bewertung erfolgt im Wesentlichen unter den beiden Aspekten der maximalen Energieausbeute des eingesetzten Rohstoffs als Beitrag zur **Versorgungssicherheit** sowie die höchste **Klimaschutzeffizienz** als maximal erreichbare Treibhausgasminderung bei möglichst geringen Differenzkosten. Unter Berücksichtigung der spezifischen Situation in NRW werden die **regional- und industriepolitischen Auswirkungen** der Ansiedlung einer BTL-Anlage im Land abgeschätzt.

Aus energiepolitischer Sicht lassen sich in Bezug auf die **Versorgungssicherheit** folgende Aussagen treffen:

- Unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen liegen die erzielbaren Deckungsbeiträge von BTL-Kraftstoffen am gesamten Kraftstoffbedarf in NRW in einer Größenordnung, die allenfalls einen begrenzten Beitrag zur Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Importen liefern, diese aber bei weitem nicht gewährleisten kann. Gerade vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, eine **möglichst gute Ausnutzung** des begrenzten heimischen Rohstoffs zu fordern.
- Im Fall der BTL-Produktion ist die **Kraftstoffnutzung möglichst großer Teile der Produktpalette der FT-Synthese** wesentlich für eine effiziente Ausnutzung des begrenzten Rohstoffs. Bei alleiniger Nutzung nur eines Teils des erzeugten Produktes liegen die Erträge im Bereich der Biokraftstoffe der ersten Generation (RME und Ethanol).
- Unter den **flüssigen Biokraftstoffen** verspricht **BTL die vorteilhafteste Option** zu werden. Durch die Bereitstellung mittels Vergasungsverfahren kann die Rohstoffbasis für BTL gegenüber Ethanol und Biodiesel deutlich erweitert werden und die spezifischen Flächenerträge gegenüber Biodiesel rund verdoppelt werden. Die spezifischen Treibhausgasminderungen sind dabei höher als bei Ethanol. Es zeichnet sich außerdem ab, dass die Bereitstellungskosten für BTL durchaus unter denen für Ethanol aus deutscher Produktion liegen können.
- Aus Sicht der **maximalen Endenergieerträge pro Hektar Anbaufläche** sind die gasförmigen Biokraftstoffe *Synthetic Natural Gas* (SNG) und Biogas aus fermentativen Prozessen den flüssigen überlegen. Sie weisen jedoch eine geringere Speicherdichte auf und fordern vermehrte Anpassungen an die nachfolgende Infrastruktur zur Kraftstoffdistribution und -speicherung. Ein Markterfolg von Erdgasfahrzeugen würde diese Option allerdings deutlich unterstützen.
- Die **Energieausbeute pro eingesetzter Tonne Holz** ist in den **Stromerzeugungspfaden am höchsten**. Die reine Verstromung, ohne Nutzung der anfallenden Abwärme, ist allerdings weniger effizient als die Kraftstoffproduktion. Es ist die unterschiedliche Qualität der erzeugten Energie hinsichtlich Arbeitsfähigkeit und Speicherbarkeit zu beachten.
- Insbesondere im Verkehrsbereich macht die fast vollständige Abhängigkeit der Energieversorgung von den Importen fossilen Erdöls eine **Diversifizierung der Energieträgerbasis** notwendig. Im Gegensatz zu den Sektoren der Strom- und Wärmebereitstellung sind die Möglichkeiten zur Nutzung heimischer und erneuerbarer Energiequellen im Kraftstoffsektor begrenzter. Aus diesem Blickwinkel ist

die hauptsächliche Verwendung von Biomasse im Kraftstoffsektor durchaus folgerichtig.

- Die Nutzung von Holz zur Hauswärmebereitstellung ersetzt ebenfalls fossiles Heizöl, trägt also gleichermaßen zur Versorgungssicherheit bei. Es ist zu fragen, ob eine Diversifizierung der Energieträgerstruktur notwendigerweise in allen Sektoren gleichermaßen erreicht werden muss, oder ob die letztlich über alle Sektoren **substituierte Menge an fossilen Energieträgern** ausschlaggebend für den Einsatzbereich alternativer Energien ist.

Einige Ergebnisse der Untersuchungen hinsichtlich der **Klimaschutzeffizienz** der Biomassenutzungspfade sind im Folgenden dargestellt.

- Der höchste Klimaschutzbeitrag wird durch die **Verstromung von Holz** bei einem hohen Grad der Abwärmenutzung erreicht. Zum Ausbau dieses Nutzungspfades muss daher der Absatz der erzeugten Abwärme gewährleistet sein. Strukturelle Hemmnisse wie das Fehlen geeigneter Fern- und Nahwärmenetze müssen genau geprüft, können aber nicht in jedem Fall überwunden werden. Daher sollten auch andere Nutzungsmöglichkeiten von Holz, wie z.B. die Kraftstoffrouten BTL, aber auch SNG in die Betrachtung miteinbezogen werden.
- Vergleicht man die **spezifischen Treibhausgasminderungen** der Nutzungspfade von Biomasse, dann führt die Substitution von rohöl-basiertem Dieselmotorkraftstoff durch BTL-Diesel auf Holzbasis zu ähnlichen Werten wie die Substitution von Heizöl durch Holz zur Wärmebereitstellung.
- Der Einsatz von Holz zur Wärmebereitstellung verursacht **geringere Differenzkosten** als die Kraftstoffproduktion, während ähnliche Treibhausgasminderungen erzielt werden.
- Zentrale Konversionsanlagen sind **wirtschaftlicher** als die dezentrale Produktion von BTL-Kraftstoff. Eine Aufsplittung der begrenzt verfügbaren Biomasse auf eine Vielzahl von Umwandlungs- und Anwendungsrouten scheint daher ökonomisch nicht vorteilhaft zu sein. Die Option der eher zentralen Produktion begünstigt aber nicht die Stärkung des ländlichen Raumes durch lokale Teilhabe an der Wertschöpfungskette des erzeugten Produktes (siehe unten, regionalpolitische Aspekte).

Neben den in dieser Kurzstudie betrachteten Treibhausgasemissionen müssen für alle Biomassenutzungspfade **weitere Umweltauswirkungen** beachtet werden. Zu diesen gehören die Bilanzierung von Luftschadstoffen und Feinstäuben, die Betrachtung der Nährstoffkreisläufe sowie weitere Belastungen von Boden und Gewässer durch Energiepflanzenanbau. Es besteht weiterer Forschungsbedarf.

Im Zuge der Betrachtung der **regional- und industriepolitischen** Auswirkungen der BTL-Produktion lässt sich Folgendes feststellen:

- Die Produktion von BTL-Kraftstoffen trägt wie jede andere Bioenergienutzung zunächst dazu bei, neue Märkte für die Land- und Forstwirtschaft zu erschließen. Darüber hinaus ergeben sich **bei BTL nur wenige Ansatzpunkte für die zusätzliche Stärkung des ländlichen Raumes**. Die Möglichkeit zur lokalen Teilhabe an der Wertschöpfungskette ist im Vergleich zu anderen Biomassenutzungspfaden (Biogas aus Vergärungsprozessen, Holzheizung) eher gering, da die Produktion in NRW nicht dezentral „vor Ort“, sondern in größeren, zentralen Anlagen stattfinden wird. BTL-Diesel als „Designer-Kraftstoff“ ist zudem nicht geeignet, den Bedarf der Landwirte an einem Treibstoff zur Verwendung in

schwerem Arbeitsgerät (Traktoren, Schlepper) zu decken, wie es bei Biodiesel der Fall ist.

- NRW ist als Technologiestandort prinzipiell in der Lage, zu einem hohen Anteil an der **Wertschöpfung durch Anlagenbau** beizutragen. Diese grundsätzliche Kompetenz muss aber durch die Einbindung in Kooperationsbeziehungen bzw. durch die Bildung strategischer Partnerschaften in der Praxis erprobt und erweitert werden. Daher ist die Beteiligung von NRW Akteuren in konkreten Projekten zur Biomassevergasung und Synthesegasnutzung erforderlich.
- Unabhängig von der Weiterverarbeitung zu BTL-Kraftstoffen in der Fischer-Tropsch-Synthese ist die **Vergasung fester Biomasse ein robuster Technologiepfad**, in dem ein stärkeres Engagement von NRW Akteuren wünschenswert ist und gefördert werden sollte. Das Synthesegas kann außer zur Produktion flüssiger Kraftstoffe auch zur Herstellung von SNG über den Weg der Methanisierung in unterschiedlichen Anwendungen zur Verfügung stehen. Während sich derzeit noch nicht abzeichnet, welcher der diskutierten Nutzungspfade am vorteilhaftesten ist, wird erkennbar, dass die Bereitstellung von Rohgas aus Biomasse in Zukunft eine wichtige Technologie sein wird.

12 Literaturverzeichnis

- ALLNOCH & SCHLUSEMANN [2004] N. Allnoch, R. Schlusemann: Zur Lage der regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen. Studie im Auftrag des MWME NRW, IWR, Münster, 2004
- ALTHAUS & URBAN [2005] W. Althaus, W. Urban: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Bd 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland, Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen, 2005
- BLOCK [2006] Dr. Karsten Block, Zentrum für nachwachsende Rohstoffe NRW im Landwirtschaftszentrum Haus Düsse, persönliches Gespräch im Februar 2006
- BLOCK [2005] Block, K., Energie aus Biomasse. Präsentationsunterlagen, Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen, 2005
- EISELE [2005] J. Eisele: Biogasanlagen und Gewässerschutz, MUNLV NRW, 2005
- FRITSCHKE et. al [2004] U. Fritsche, A. Heinz, D. Thrän et. al: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen Nutzung von Biomasse. Öko-Institut, UMSICHT, IEL, IFEU, IZES, et al., Darmstadt, 2004
- GÄRTNER & REINHARD [2003] S. Gärtner, G. Reinhard: Erweiterung der Ökobilanz für RME. Ifeu, 2003
- HOFBAUER et. al [2003] Hofbauer, H., Bolhär-Nordenkampf, M., Kaltschmitt, M., Vogel, A., Evaluierung der Biomassevergasung im Hinblick auf die Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen. Technische Universität Wien
- HOFMANN [1998] M. Hofmann: Bewirtschaftung schnellwachsender Baumarten auf landwirtschaftlichen Flächen im Kurzumtrieb; Merkblatt 11; Forschungsinstitut für schnellwachsende Baumarten Hann. Münden, 1998
- ISING [2004] Ising, M., Vergasung von Biomasse für KWK im mittleren Leistungsbe- reich. VGB PowerTech 11/2004
- JÄCK [2006] Jäck, E, Holzenergie - Energie von „gestern“ neu entdeckt. Beitrag zum Workshop „Erneuerbare Energien aus Biomasse – Stand und Chancen für die Region Aachen“, Jülich 2006
- KALTSCHMITT & REINHARDT [1997] M. Kaltschmitt, G. Reinhardt (Hrsg.): Nachwachsende Energieträger- Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung; ISBN 3-528-06778-0, Vieweg Verlag, 1997
- KALTSCHMITT et.al. [2005] M. Kaltschmitt et.al: Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Studie im Auftrag der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe, IEL, UMSICHT, GWI, DBI, Leipzig, 2005
- KALTSCHMITT et. al [2003] Kaltschmitt, M., Merten, D., Fröhlich, N., Nill, M., Energiegewinnung aus Biomasse. Expertise für das WBGU-Hauptgutachten „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“, Berlin, Heidelberg 2003
- LDS NRW [2005] Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik NRW, Erntebericht – Hektarerträge nach ausgewählten Fruchtarten in kreisfreien Städten

- und Kreisen, Stand: 3.11. 2005
- LEHNER & RÖDER [2003] L. Lehner, H. Röder: Entwicklung des Clusters Forst und Holz in Nordrhein-Westfalen- Energieerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen, Jaako Pöyry Consulting, Studie im Auftrag des MSWF und MUNLV NRW, Freisingen, 2003
- LEIBLE et.al [2005] L. Leible, S. Kälber, G. Kappler: Entwicklung von Szenarien für die Bereitstellung land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen; Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruhe, 2005
- LEIBLE et. al [2006] Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Lange, S., Nieke, E., Proplesch, P., Wintzer, B., Kraftstoffproduktion aus Stroh und Waldrestholz – dezentral oder zentral? In Proceedings: „Bionenergienutzung in Baden-Württemberg – Auf dem Weg zu nachhaltigen Alternativen“, 13. Februar 2006, Stuttgart, Haus der Wirtschaft, 2006
- MALCHER et. al [2005] Malcher, L., Henrich, E., Leible, L., Wiemer, H.-J., Gaserzeugung aus Biomasse. Kurzfassung des Abschlussberichts, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe 2005
- MEISTER et. al [1999] E. Meister, R. Vetter, et. al: Prüfung des Anbaus und der Möglichkeit einer Markteinführung von neuen Faserpflanzen, Eidgenössische Forschungsanstalt für Agrarökologie und Landbau FAL, Institut für umweltgerechte Landbewirtschaftung IfUL, Zürich und Mülheim, 1999
- MÜHLENSIEPEN [2006] Mühlensiepen, H, Energetisches Potential nachwachsender Rohstoff. Beitrag zum Workshop „Erneuerbare Energien aus Biomasse – Stand und Chancen für die Region Aachen“, Jülich 2006
- NOVEM [2001] Novem: Inventory of biomass gasifier manufactures and installations, EWAB Programme, 2001
- PROGNOS [2005] Prognos: Energiereport IV, die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Schlussbericht, 2005
- PROJEKT RUHR [2005] Projekt Ruhr: Kompetenzatlas Energie Ruhrgebiet, in Vorbereitung
- QUIRIN et.al [2004] M. Quirin, S. Gärtner, M. Pehnt et.al. (2004): CO2 neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe. IFEU, im Auftrag UFOP
- RADKE et.al [2004] S. Radke et.al: Verkehr in Zahlen 2004/2005. DIW, Berlin, 2004 ISBN 3-87154-314-4
- RAMESOHL et.al [2005] S. Ramesohl, M. Kaltschmitt, W. Althaus, F. Burmeister et. al.: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse; WI, IE Leipzig, FhG-Umsicht, GWI, Wuppertal, 2005
- RAMESOHL et.al. [2006] S. Ramesohl, J. Nitsch, M. Pehnt, et. al: Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Kraftstoff für den mobilen Bereich. WI, DLR Stuttgart, Ifeu, Wuppertal, 2005
- RWI [2002] RWI: Energiebroschüre NRW 2001, 2002
- SCHAUB [2002] Schaub, G., Unruh, D., Synthetische Kohlenwasserstoff-Kraftstoffe und

- Minderung fossiler CO₂-Emissionen. VDI-Berichte Nr. 1704, Innovative Fahrzeugantriebe, 2002
- SCHMITZ et. al [2005] N. Schmitz, J. Henke, G. Klepper, et.al.: Innovationen bei der Bioethanolherzeugung. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe. Band 26. BMVEL und FNR, 2005
- SCHULTE et. al [2003] A. Schulte, Clusterstudie Forst und Holz NRW –Gesamtbericht, Studie im Auftrag des MSWF und MUNLV NRW, Lippe-Höxter, 2003
- STEIGER [2003] Steiger, W et al., Potenziale des Zusammenwirkens von modernen Kraftstoffen und künftigen Antriebskonzepten. Aus ATZ, Automobiltechnischer Zeitschrift 105 (2003), Heft 3, F. Viehweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Wiesbaden
- STUCKI [2003] S. Stucki, et. al.: Vom Holz zum Methan. In: ENET News Informationen zur Energieforschung Volume 7/2003. S.16, Bundesamt für Energie BFE, 2003
- TIJMENSEN [2000] Tijmensen, M.J.A., The production of Fischer Tropsch liquids and power through biomass gasification. Dissertationsschrift, Universität Utrecht, 2000
- TIJMENSEN et. al [2002] Tijmensen, M.J.A., Faaji, A.P.C., Hamelinck, C.N., Hardeveld, M.R.M. van, Exploration of the possibilities für production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification. Biomass and Energy 23 (2002) pp. 129 – 152
- UFOP [2005] Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen: Anbauflächen von Raps 1999-2004, www.ufop.de/1620.php, Zugriff am 29.11.2005
- UNRUH et. al [2003] Unruh, D., Rohde, M., Schaub, G., Fischer-Tropsch Synthese von Kohlenwasserstoffen ausgehend von Biomasse – In-situ H₂O-Abscheidung und Verbesserung der Kohlenstoff-Nutzung. In Proceedings: Regenerative Kraftstoffe, 13. und 14. November 2003
- VOGEL et. al [2004] Vogel, A., Bolhär-Nordenkampf, M, Hofbauer, H., Systemkonzepte für die Produktion von Fischer-Tropsch-Biokraftstoffen. BWK Bd. 56 (2004) Nr. 3
- WALDBAUERNVERBAND NRW [2006] Waldbauernverband NRW, www.waldbauernverband.de, Zugriff am 4.1. 2006
- WIESE et. al [2004] Wiese, A., Hermanni, E.C., Drosch, M., Ortmanns, W., Nutzung von Biomasse zur Energieträgerbereitstellung in Deutschland. VGB PowerTech 6/2004
- WITTKOPF [2003] Wittkopf, S, Bereitstellungsverfahren für Waldhackschnitzel - Leistungen, Kosten, Rahmenbedingungen. Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), Freising, Mai 2003
- WOLF [2005] Wolf, F, Biomasse in Baden-Württemberg – ein Beitrag zur wirtschaftlichen Nutzung der Ressource Holz als Energieträger. Dissertation Universität Karlsruhe, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2004

13 Anhang

Verfahren A

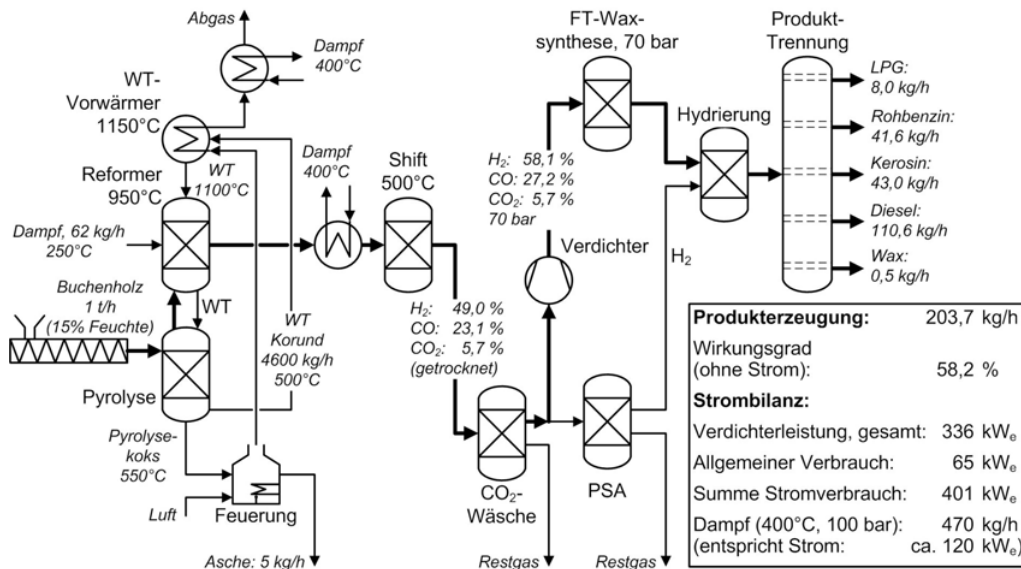


Abbildung 13-1: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A, „optimistisch“ bei Holz als Einsatzstoff

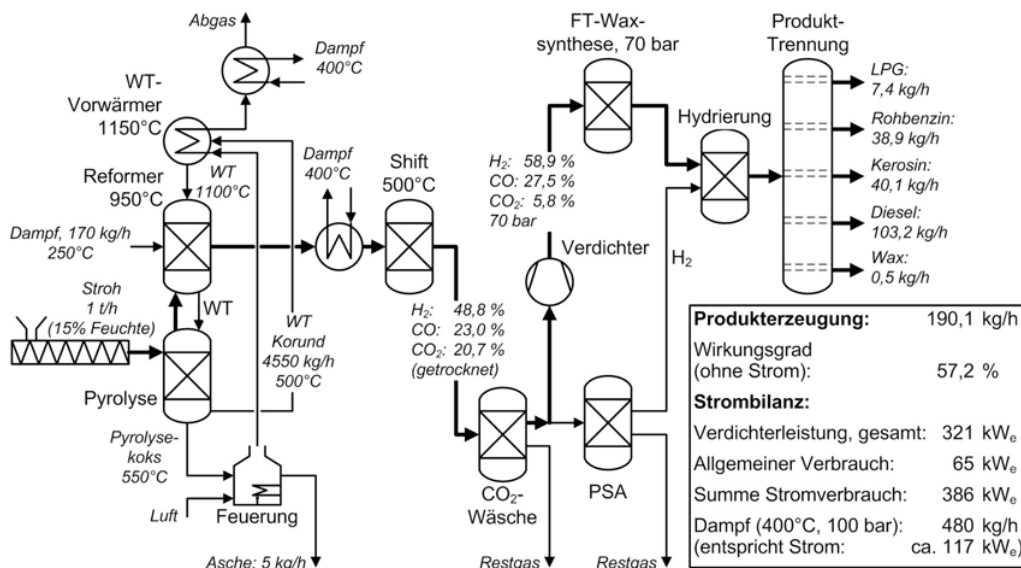


Abbildung 13-2: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A, „optimistisch“ bei Stroh als Einsatzstoff

FT...Fischer-Tropsch, LPG...Liquid Petroleum Gas, Flüssigas;

PSA...Wasserstoffabtrennung mittels Druckwechseladsorption, WT...Wärmeträger

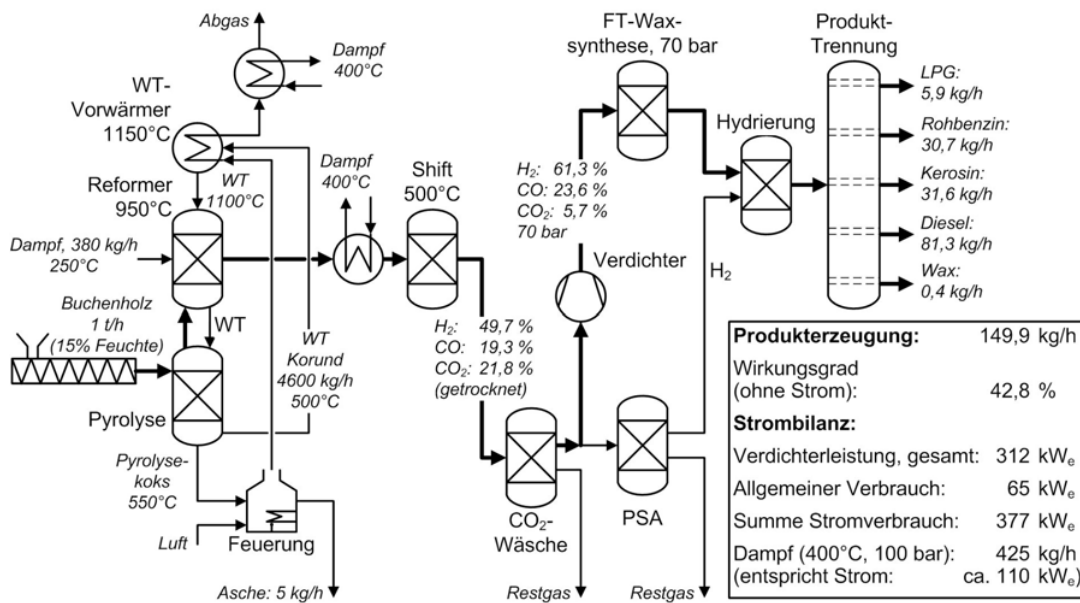


Abbildung 13-3: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A, „konservativ“ bei Holz als Einsatzstoff

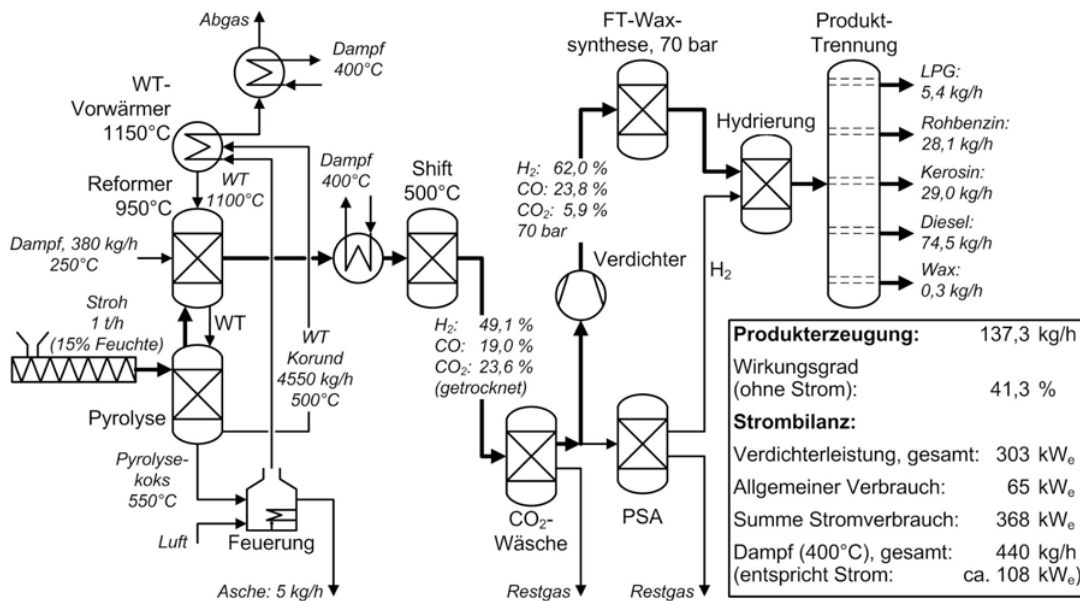


Abbildung 13-4: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren A, „konservativ“ bei Stroh als Einsatzstoff

FT...Fischer-Tropsch, LPG...Liquid Petroleum Gas, Flüssig;

PSA...Wasserstoffabtrennung mittels Druckwechseladsorption, WT...Wärmeträger

Verfahren B

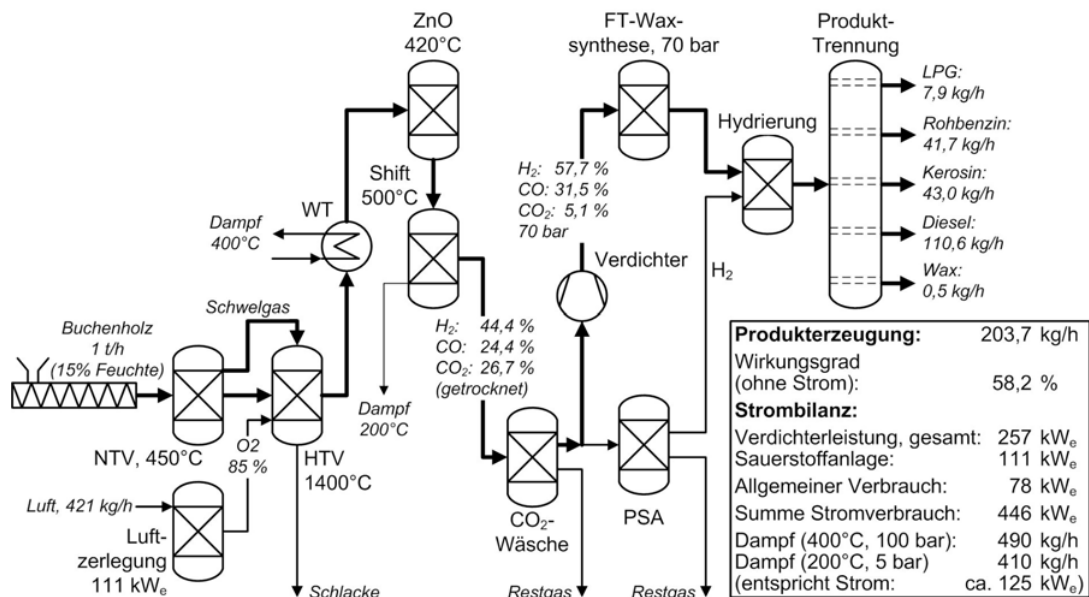


Abbildung 13-5: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren B unter Nutzung von Holz als Einsatzstoff

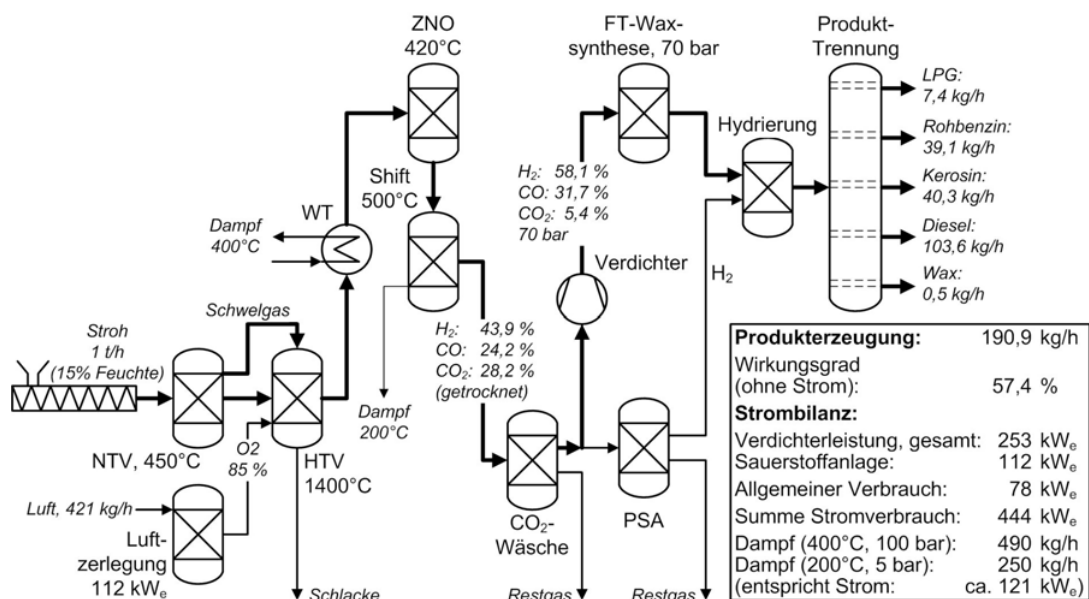


Abbildung 13-6: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren B unter Nutzung von Stroh als Einsatzstoff

FT...Fischer-Tropsch, **LPG...**Liquid Petroleum Gas, Flüssigas;
PSA...Wasserstoffabtrennung mittels Druckwechseladsorption, **WT...**Wärmeträger

Verfahren C

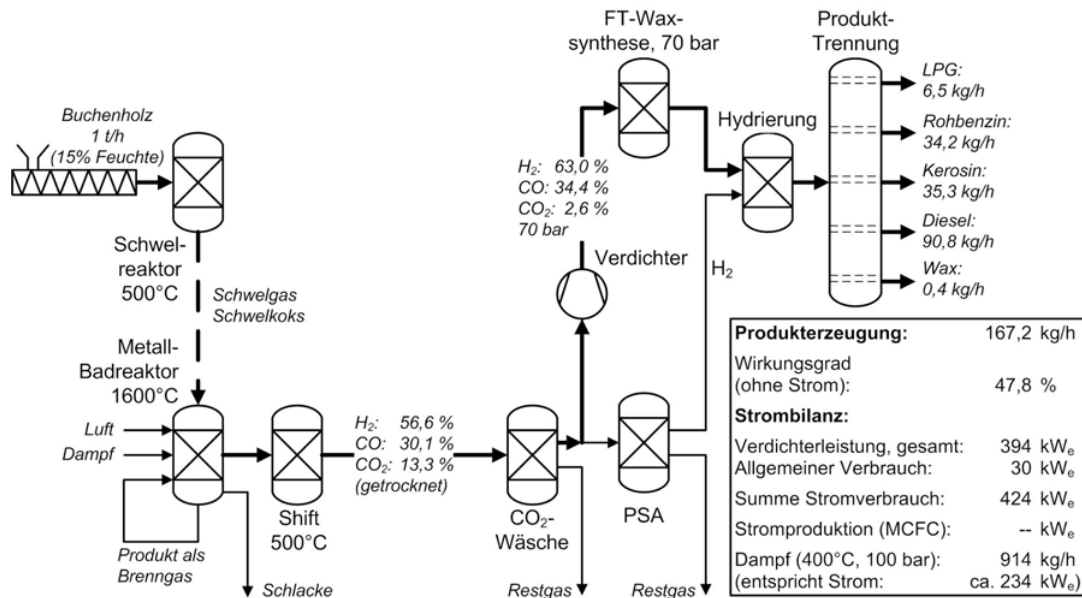


Abbildung 13-7: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „zentral“ für Holz als Einsatzstoff

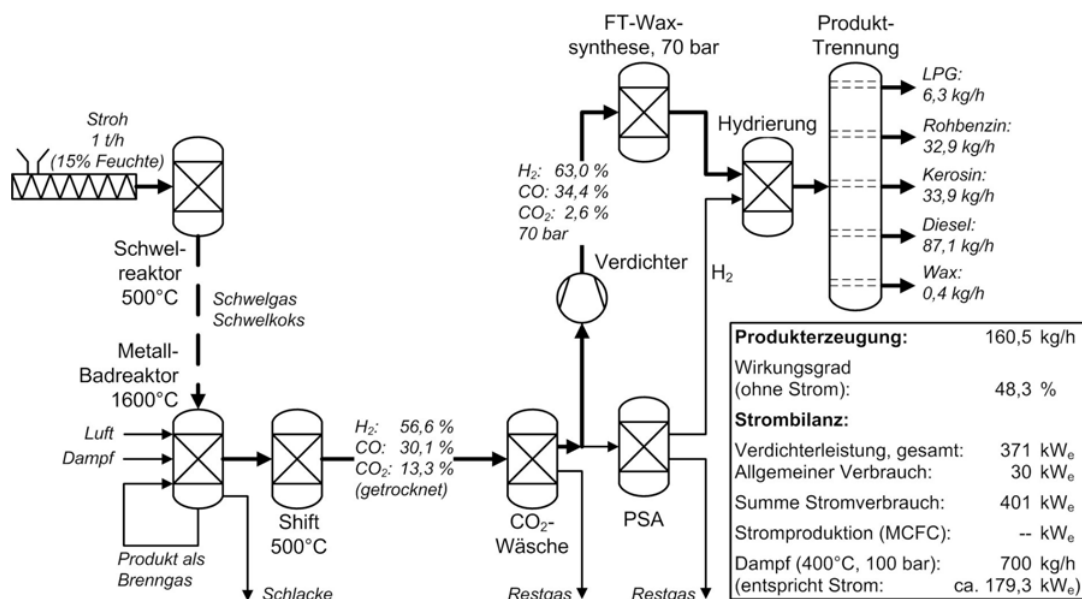


Abbildung 13-8: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „zentral“ für Stroh als Einsatzstoff

FT...Fischer-Tropsch; **LPG**...*Liquid Petroleum Gas*, Flüssiggas; **MCFC**...Schwelgasnutzung zur Stromerzeugung mit Hochtemperaturbrennstoffzelle (MCFC, Hot Module); **PSA**...Wasserstoffabtrennung mittels Druckwechseladsorption

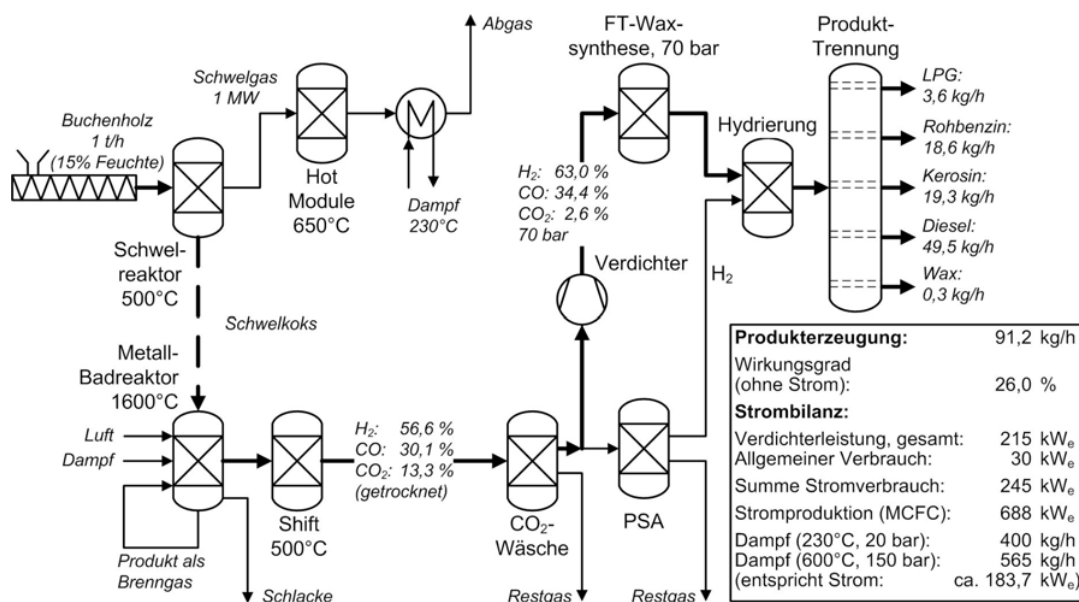


Abbildung 13-9: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „dezentral“ für Holz als Einsatzstoff

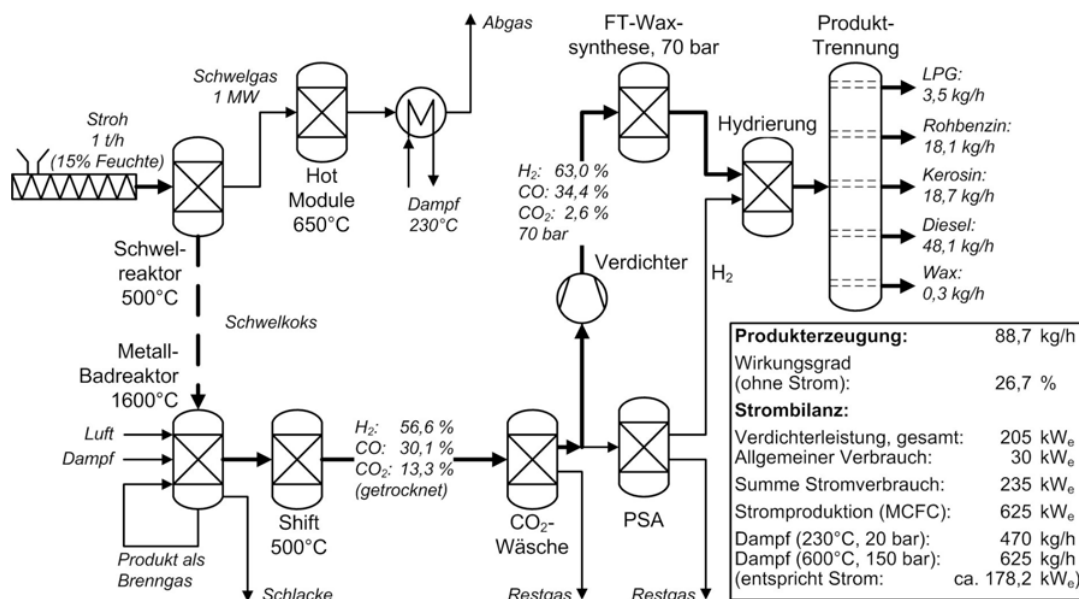


Abbildung 13-10: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Angaben zu Gaszusammensetzung und Ausbeute für das Verfahren C, „dezentral“ für Stroh als Einsatzstoff

FT...Fischer-Tropsch; LPG...Liquid Petroleum Gas, Flüssiggas; MCFC...Schwelgasnutzung zur Stromerzeugung mit Hochtemperaturbrennstoffzelle (MCFC, Hot Module); PSA...Wasserstoffabtrennung mittels Druckwechseladsorption

Ausbeuten und Wirkungsgrade für alle Verfahren mit Stroh als Einsatzstoff

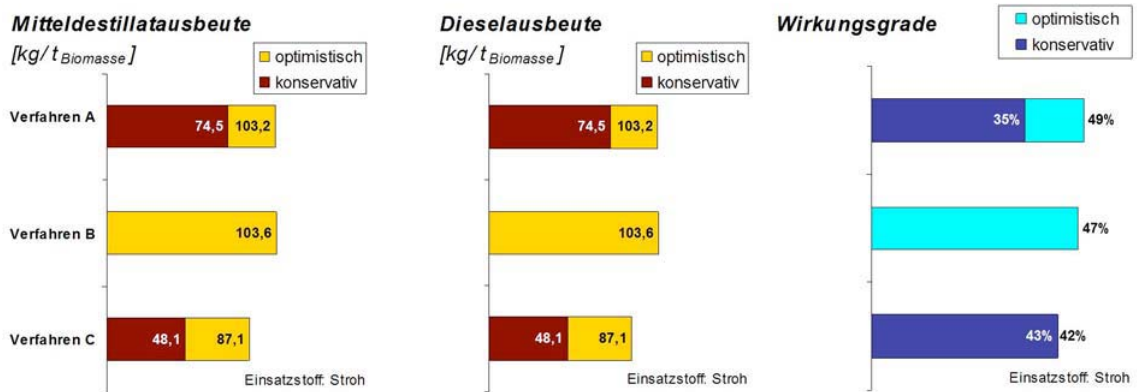


Abbildung 13-11: Dieselausbeute in kg je Tonne Biomasse und Wirkungsgrade jeweils für Holz als Einsatzstoff¹⁷

¹⁷ Mitteldestillat als Summe aus den Werten für Diesel und Kerosin; Daten zum Wirkungsgrad inklusive primärenergetisch bewertetem Strom