



BERICHT

POTENZIALE UND PERSPEKTIVEN EINER REGIONALEN ERZEUGUNG VON KRAFTSTOFFEN AUS BIOMASSE IN NORDHESSEN

AUFTRAGGEBER: HESSISCHES MINISTERIUM FÜR UMWELT,
LÄNDLICHEN RAUM UND VERBRAUCHERSCHUTZ
MAINZERSTRASSE 80
65189 WIESBADEN

AUFTRAGNEHMER: **ARBEITSGEMEINSCHAFT BIO-ROHSTOFFE WITZENHAUSEN**
INGENIEURGEMEINSCHAFT WITZENHAUSEN
FRICKE UND TURK GMBH
BISCHHÄUSER AUE 12
37213 WITZENHAUSEN



WITZENHAUSEN INSTITUT FÜR ABFALL,
UMWELT UND ENERGIE GMBH
WERNER-EISENBERG-WEG 1
37213 WITZENHAUSEN



KREISBAUERNVERBAND WERRA-MEIßNER E. V.
AN DEN ANLAGEN 2
37269 ESCHWEGE

DEZEMBER 2006

Glossar

a	Jahr
BHKW	Block-Heiz-Kraftwerk
BioKraftQuG	Biokraftstoffquotengesetz
BtL	„Biomass to Liquid“ synthetischer Kraftstoff auf Basis von Biomasse
CTL	„Coal to Liquid“ synthetischer Kraftstoff auf Basis von Kohle
DDGS	Distillers Dried Grain and Solubles (Proteinfuttermittel)
EEG	Erneuerbare - Energien Gesetz
Fischer-Tropsch Verfahren	von Franz Fischer und Hans Tropsch 1925 entwickeltes Verfahren zur Umwandlung von Synthesegas in Kohlen- wasserstoffe
GTL	„Gas to Liquid“ synthetischer Kraftstoff auf Basis von Erdgas
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mg	Megagramm (=1.000 kg)
nawaro-Bonus	Bonus, nach dem EEG für Strom aus Energiepflanzen u. a.
oTS	organische Trockensubstanz
t	Tonne (=1.000 kg)
TS	Trockensubstanz

INHALT

1	ÜBERBLICK BOKRAFTSTOFFPRODUKTION.....	1
1.1	Weltweite Entwicklung.....	1
1.2	Entwicklung in der EU.....	3
1.3	Entwicklung in Deutschland.....	6
1.4	Kurzcharakteristik Biokraftstoffe	10
2	POTENZIAL FÜR BOKRAFTSTOFFE.....	13
2.1	Potenziale in Hessen.....	16
2.2	Potenziale für Kraftstoffe der ersten Generation.....	19
2.2.1	Pflanzenöle, Altfette.....	19
2.2.2	Bio-Rohstoffe für die Ethanolproduktion (Zucker, Stärke, Lignozellulose)	21
2.2.3	Bio-Rohstoffe für die Biogasproduktion	23
2.3	Potenziale für Kraftstoffe der zweiten Generation	26
2.3.1	Holz	26
2.3.2	Stroh	28
2.3.3	Reststoffe und Grünland.....	30
2.3.4	Energiepflanzen.....	32
2.3.5	Fazit - Potenziale für Kraftstoffe der zweiten Generation	33
3	TECHNOLOGIE UND ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN.....	35
3.1	Kraftstoffe der ersten Generation	36
3.1.1	Pflanzenölkraftstoff	36
3.1.2	Biodiesel	40
3.1.3	Ethanol	45
3.1.4	Biogas als Kraftstoff.....	53

3.2	Kraftstoffe der zweiten Generation	60
3.2.1	„Sunfuel“ (CHOREN)	62
3.2.2	„Bioliq“ Forschungszentrum Karlsruhe / Firma Lurgi	65
3.2.3	„Methanol to Synfuel“ (TU Bergakademie Freiberg).....	69
3.2.4	Claustaler Umwelttechnik Institut GmbH (CUTEC Verfahren).....	71
3.2.5	Verfahren des Biomasseheizkraftwerks Güssing	72
3.2.6	Drucklose Verölung	73
3.2.7	Fazit Technologie und ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftstoffe der zweiten Generation	74
4	LOGISTIK.....	77
4.1	Logistik für Kraftstoffe der ersten Generation.....	77
4.1.1	Pflanzenöle, Altfette.....	78
4.1.2	Bio-Rohstoffe für die Ethanolproduktion (Zucker, Stärke, Lignocellulose)	80
4.1.3	Energiepflanzen und Reststoffe für die Biogasproduktion.....	81
4.2	Logistik für Kraftstoffe der zweiten Generation	82
4.2.1	Holz	82
4.2.2	Stroh	84
4.2.3	Reststoffe und Grünland.....	88
4.2.4	Energiepflanzen.....	89
4.2.5	Fazit Logistik Kraftstoffe der zweiten Generation	90
5	STANDORTFAKTOREN.....	92
5.1	allgemeine Anforderungen an geeignete Standorte	92
5.2	Standorte für die Produktion von Biokraftstoffen der ersten Generation.....	92
5.3	Standorte für die Produktion von Biokraftstoffen der zweiten Generation.....	93
5.4	Exemplarische Standortbeurteilung.....	96
5.4.1	Prinz Eugen-Kaserne – Bad Arolsen	96



5.4.2	Blücher-Kaserne, Gewerbegebiete „Im Senkefeld“, „Am Hambacher Weg“ und Industriegebiet Hirschhagen – Hessisch Lichtenau	100
5.5	Fazit der Standortbeurteilung.....	104
6	REGIONALE UND ÜBERREGIONALE EFFEKTE	105
6.1	Märkte und Rahmenbedingungen.....	105
6.2	Effekte des Anlagenbaus, der Wartung und des Anlagenbetriebs.....	107
6.3	Effekte auf die Primärproduktion	109
6.4	Arbeitsplätze	110
6.5	Fazit regionale und überregionale Effekte	112
7	ZUSAMMENFASSUNG UND BEWERTUNG.....	113
8	WORKSHOP 08. FEBRUAR 2007 – ERGÄNZUNGEN / ANREGUNGEN.....	117
9	LITERATURVERZEICHNIS	118

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Ökologische Biomassenpotenziale 2010 und 2030 in der Europäischen Union.....	4
Abbildung 1-2: Entwicklung der Produktion von Biodiesel und Bioethanol in der EU	5
Abbildung 1-3: Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland und Anteile der Bioenergie an den gesamten regenerativen Energiequellen	7
Abbildung 1-4: Auswirkungen der Quotenregelung für Biokraftstoffe.....	8
Abbildung 1-5: Konversionsschritte für Biokraftstoffe.....	10
Abbildung 2-1: Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen in Deutschland zur energetischen Nutzung	14
Abbildung 2-2: Prognostizierte Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland - Anteile von Biokraftstoff und Otto- bzw. Dieselkraftstoff.....	15
Abbildung 2-3: Entwicklung der Anbaufläche nachwachsender Rohstoffe in Deutschland	16
Abbildung 2-4: Technische Entwicklungsperspektiven regenerativer Energien in Hessen	17
Abbildung 2-5: Biomassepotenziale der Regierungsbezirke Hessens in GWh	17
Abbildung 2-6: Bodennutzung der landwirtschaftlichen Fläche in Nordhessen.....	18
Abbildung 2-7: Entwicklung der Biodiesel - Produktionskapazität in Deutschland von 1998 bis 2006.....	19
Abbildung 2-8: Verlauf der Trockenmasseentwicklung verschiedener Energiepflanzen im Zweikulturnutzungssystem	24
Abbildung 2-9: Kombiniertes Verfahren zur Biogas- und BtL-Produktion.....	25
Abbildung 2-10: Stand der Bioenergieerzeugung im RB Kassel / Anteil holziger Biomasse	28

Abbildung 3-1: Potenziale (in PJ/a und Mio. m ³ /a) sowie Produktionskosten (€/l) von Biokraftstoffen in der EU (EU-25).....	35
Abbildung 3-2: Typische Kostenstruktur einer dezentralem Ölsaatenverarbeitungsanlage	37
Abbildung 3-3: Verteilung der Anlagengröße und installierten Leistung von pflanzenölbetriebenen BHKW (Stand Februar 2006).....	38
Abbildung 3-4: Verfahren zur Herstellung von Biodiesel aus Rapsöl	40
Abbildung 3-5: Das Produktionsprinzip für NExBtL	41
Abbildung 3-6: Kosten der Biodieselproduktion aus verschiedenen Rohstoffen im Vergleich zu mineralischem Diesel	42
Abbildung 3-7: Entwicklung der Kraftstoffpreise bei verschiedenen Dieselsorten und Rapsölkraftstoff im Vergleich zu Rohöl seit dem Jahr 2001.....	43
Abbildung 3-8: Verfahren zur Ethanolgewinnung aus Zuckerrüben oder Getreide	46
Abbildung 3-9: Konzept einer integrierten Bioethanol- und Biogasproduktion	47
Abbildung 3-10: Verfahrensgang zur Herstellung von Ethanol aus Holz.....	50
Abbildung 3-11: Kosten der Ethanolproduktion aus verschiedenen Rohstoffen im Vergleich zu mineralischem Benzin	51
Abbildung 3-12: CO ₂ -Emissionen (g/km) verschiedener Kraftstoffe	54
Abbildung 3-13: Darstellung des Abbaus organischer Substanz bei der Biogasgewinnung und Aufbau einer landwirtschaftlichen Biogasanlage	55
Abbildung 3-14: Fließschema der nassen Druckwasserwäsche	56
Abbildung 3-15: Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität bei der Biogastankstelle Jameln	57
Abbildung 3-16: Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Bio-Methan Produktion im Vergleich zur KWK-Nutzung von Biogas bei unterschiedlichen Inputmaterialien	58

Abbildung 3-17: Biogas-Bustankstelle in Norrköping, Schweden.....	58
Abbildung 3-18: Schematische Darstellung der Fischer-Tropsch-Synthese	61
Abbildung 3-19: Mögliche Wege der Gewinnung von erneuerbaren Kraftstoffen aus Biomasse	62
Abbildung 3-20: Schematische Darstellung des CarboV-Verfahrens der Firma CHOREN	63
Abbildung 3-21: Biomasse-Logistikkonzept des FZK	66
Abbildung 3-22: Schematische Darstellung der Energie- und Massenbilanz des „BioLiq“-Verfahrens des FZK	67
Abbildung 3-23: Vergleich der Gesteungskosten von BtL in Abhängigkeit von der Größe der Vergaser/Syntheseanlage und zentraler bzw. dezentraler Slurryerzeugung.....	69
Abbildung 3-24: MtSynfuel-Verfahren von Lurgi.....	70
Abbildung 3-25: Verfahrensfliessbild der BtL-Erzeugung nach dem Verfahren der Bergakademie Freiberg	71
Abbildung 3-26: Schematische Darstellung der Gaserzeugung im Biomasse- Fernheizwerk Güssing	72
Abbildung 4-1: Warenströme und Transportwege bei der industriellen Pflanzenölgewinnung.....	78
Abbildung 4-2: Zusammenhang zwischen Entfernung und spezifischen Transportkosten	79
Abbildung 4-3: Transportkostenentwicklung für Holz in Abhängigkeit von der Transportentfernung und dem Transportmittel.....	83
Abbildung 4-4: Einzugsgebiet und Transportentfernungen im Regierungsbezirk Kassel	91
Abbildung 5-1: Investitionskosten verschiedener Technologievarianten.....	95
Abbildung 5-2: Verkehrsinfrastruktur der Prinz-Eugen-Kaserne in Bad Arolsen	97



Abbildung 5-3: Mögliche Standorte für die geplanten Bioenergieanlagen auf dem Areal der Prinz-Eugen-Kaserne in Bad Arolsen 98

Abbildung 5-4: Blücherkaserne und Gewerbegebiete „Im Senkefeld“ und „Am Hambacher Weg“ in Hessisch Lichtenau 101

Abbildung 5-5: Luftbild des Standortes Hirschhagen 102

Abbildung 5-6: Verkehrsinfrastruktur der Blücher-Kaserne in Hessisch Lichtenau 103

Abbildung 6-1: Preisentwicklung (Cent/l, incl. MwSt) bei mineralischem Diesel, Biodiesel und Rapsöl 106

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1-1: Führende Staaten bei der Biokraftstoffproduktion	2
Tabelle 1-2: EU-Aktionsplan Biokraftstoffe und Auswirkungen auf den Flächenbedarf	6
Tabelle 1-3: Steuersätze auf reine Biokraftstoffe nach dem Energiesteuergesetz.....	9
Tabelle 1-4: Produktionsstandorte von Biokraftstoff-Herstellern in Deutschland und Hessen, Stand März 2006	9
Tabelle 1-5: Basisdaten zu den wichtigsten Biokraftstoffen	12
Tabelle 2-1: Potenzialabschätzung 2010-2015 der UFOP für Rapsöl und Biodiesel	20
Tabelle 2-2: technisches Holzpotenzial (ohne holzigem Grünabfall) im RB Kassel	27
Tabelle 2-3: Stroherträge und Strohpotenzial in Nordhessen (RB Kassel)	28
Tabelle 2-4: Verfügbare Strohmenigen im RB Kassel nach Abschätzungen durch den Bodenverband Werra-Meißner.	29
Tabelle 2-5: Energetisch verwertbarer Anteil des Bio- und Grünabfallaufkommens in Nordhessen.....	30
Tabelle 2-6: Energetisch verwertbarer Anteil des Grünlandaufwuchses in Nordhessen.....	31
Tabelle 2-7: Potenziell verfügbare Menge an Energiepflanzen im RB Kassel	32
Tabelle 3-1: Kennziffern und Standortanforderungen für Pflanzenölproduktionsanlagen	39
Tabelle 3-2: Kennziffern und Standortanforderungen für Biodieselproduktionsanlagen	44
Tabelle 3-3: Produktionsanlagen und Planungen für Bioethanol in Deutschland	49
Tabelle 3-4: Kennziffern und Standortanforderungen für Bioethanolproduktionsanlagen unterschiedlicher Dimension.....	52



Tabelle 3-5: Zusammensetzung von Biogas: Komponenten und deren prozentuale Anteile	55
Tabelle 3-6: Kennziffern und Standortanforderungen für die dezentrale Bio-Methan (Kraftstoff) Produktion	59
Tabelle 3-7: Übersicht über die am weitesten fortgeschrittenen Verfahren zur Herstellung von BtL.....	76
Tabelle 4-1: Transportwürdigkeit von Bio-Rohstoffen	77
Tabelle 4-2: Produktion an Ackerfrüchten und Koppelprodukten [t] in Nordhessen im Jahr 2005	78
Tabelle 4-3: Transportkosten per landwirtschaftlichem Fahrzeug und Lkw im Vergleich (in €/dt).....	86
Tabelle 4-4: Übersicht über die Kostenpositionen der Strohbereitstellung (jährliche Kosten)	88
Tabelle 6-1: Vergleich der sozioökonomischen Auswirkungen verschiedener Szenarien zur Nutzung des hessischen Biomassepotenzials.....	109
Tabelle 6-2: Abschätzung direkter Arbeitsplatzeffekte verschiedener Biokraftstoffproduktionsanlagen.....	111

1 ÜBERBLICK BIOKRAFTSTOFFPRODUKTION

1.1 WELTWEITE ENTWICKLUNG

Nach der vorübergehenden Ölkrise in den 70er Jahren trat in den Folgejahrzehnten eine Phase der Entspannung auf dem Energiesektor ein. Durch technische Verbesserungen im Bereich der Lagerstätten erkundung und der Gewinnung von Erdöl standen die Befürchtungen vor einer erneuten Ölknappheit weniger im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses.

Neben der Endlichkeit der fossilen Energieträger hat im Laufe der Zeit zunehmend die CO₂-Problematik an Gewicht gewonnen. Reduzierung von Kohlendioxid-Emissionen, CO₂-Neutralität, Treibhauseffekt und Klimaschutz sind Begriffe, die heute intensiver denn je diskutiert werden. Mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls (2005) haben sich die teilnehmenden Staaten verpflichtet, den Ausstoß von Treibhausgasen zu vermindern. In Deutschland sind durch den Erlass des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes (TEHG) vom Juli 2004 die Emissionen von Kohlendioxid in bestimmten Industriebereichen monetär bewertet worden und handelbar.

Besonders auf dem Transportsektor ist der Bedarf an Energie in Form von Kraftstoffen steigend, wobei derzeit rd. 25 % der deutschen Treibhausgase aus diesem Bereich stammen. Biokraftstoffe, vor allem wenn Reststoffe und ganze Pflanzen einschließlich zellulosehaltige Materialien als Ausgangsstoffe für die Herstellung Verwendung finden, können CO₂ - Emissionen deutlich mindern. Wichtig für die Klimabilanz sind auch die Anbauverfahren für die pflanzlichen Rohstoffe. Dort, wo durch deren nachhaltigen Anbau der Gehalt an organischer Substanz im Boden erhalten oder sogar erhöht wird, ist eine zusätzlich positive CO₂ - Bilanz zu verzeichnen. Dort, wo allerdings ertragsschwache Kulturen mit hohem Einsatz fossiler Energie angebaut und dafür Gras- oder Waldflächen umgebrochen bzw. gerodet werden, sind negative CO₂ - Bilanzen zu erwarten.

Die Preisentwicklungen bei Rohöl und Erdgas in der jüngsten Zeit und der Notwendigkeit, die Emissionen von Treibhausgasen zu begrenzen, haben auf politischer Ebene zu einer breiten Unterstützung für den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien geführt.

Bereits seit Mitte der 70er Jahre nach dem Ölpreisschock widmete sich Brasilien der **Ethanolherzeugung**, um seine energetische Abhängigkeit zu vermindern. Mit dem unter tropischen Verhältnissen schnellwüchsigen Energieträger Zuckerrohr steht für die Ethanolherstellung nicht nur eine besonders geeignete Pflanze zur Verfügung, sondern durch Optimierungsprozesse im Produktionszyklus ist es gelungen, sämtliche Pflanzenteile für die Herstellung des Ethanols verfügbar zu machen. Landesweit existiert ein entsprechendes Verteilernetz. Brasilien ist das einzige Land, in dem Biokraftstoffe jenen auf Erdölbasis ohne steuerliche Begünstigungen Konkurrenz machen. Allein 77 % der dort ver-

kaufen Autos sind mit der *Flex-Fuel-Technologie*¹ ausgerüstet, was aufgrund der Wahlmöglichkeit, Benzin oder Ethanol zu tanken, eine entsprechende Marktflexibilität mit sich bringt. - Im Jahr 2005 wurde in Brasilien mit 16,7 Mio. m³ Ethanol die höchste Menge an Biokraftstoffen produziert (s. Tabelle 1-1).

Nahezu auf gleichem Niveau lag im Jahr 2005 die Ethanol-Produktion der Vereinigten Staaten mit 16,6 Mio. m³, gefolgt von Asien mit insgesamt 6,6 Mio. m³ (davon entfielen 2,0 auf China), während in der EU lediglich 0,9 Mio. m³ erzeugt wurden. Weltweit hat sich seit dem Jahr 2000 die Ethanolproduktion auf über 41 Mio. m³ verdoppelt. - Bioethanol wird seit 1980 als Kraftstoff in den USA verwendet, die Produktion in der EU begann erst Mitte der 90er Jahre /35/. In Europa ist Schweden führend bei der Nutzung von Bioethanol. Mit über 300.000 m³ verbrauchtem Ethanolkraftstoff, über 300 Ethanol-Tankstellen und rasch anwachsendem Anteil an FFV-Fahrzeugen sowie der Beschaffung von Ethanolbussen für den öffentlichen Nahverkehr werden hier Maßstäbe gesetzt. /72/.

Im Bereich der **Biodieselproduktion** stellt sich die Situation anders dar: Hier führt die EU weltweit mit 3,6 Mio. m³ Biodiesel, wobei in Deutschland mit 2,0 Mio. m³ Biodiesel die höchsten produzierten Mengen im Jahr 2005 erreicht wurden. An zweiter Stelle folgt Frankreich mit einer jährlichen Produktionsmenge von über 0,5 Mio. m³, gefolgt von Italien. Weniger bedeutend ist die Biodieselproduktion in den USA (250.000 m³) und bisher kaum ausgeprägt in Brasilien. Obwohl die produzierten Mengen an Biodiesel sowohl in Nord- und Südamerika als auch in den Ländern Asiens noch relativ gering bemessen sind, dürfte in den nächsten Jahren ein erheblicher Zuwachs in diesem Bereich zu erwarten sein. Weltweit hielt die Biodieselproduktion erst 1991 Einzug auf dem Kraftstoffsektor /35/. Biodiesel trägt zu über 80 % zum Biokraftstoffverbrauch in Europa bei /23/.

Tabelle 1-1: Führende Staaten bei der Biokraftstoffproduktion (Quellen: /24/, /19/, /20/)

Ethanolproduktion 2005		Biodieselproduktion 2005	
Produzent	Mio. m ³ / a	Produzent	Mio. m ³ / a
Brasilien	16,7	Brasilien	0,06
USA	16,6	USA	0,25
EU	0,9	EU	3,62
Asien	6,6	... <i>Deutschland</i>	2,00
<i>China</i>	2,0	<i>Frankreich</i>	0,56
<i>Indien</i>	0,3	<i>Italien</i>	0,45
Afrika	0,6	<i>Tschech. Rep.</i>	0,15

¹ Fahrzeuge mit Ottomotoren, die sowohl mit dem Ethanolkraftstoff E85 als auch mit Ottokraftstoff und jeder Mischung aus den beiden Komponenten betrieben werden können.

Neben den beiden in der Übersicht aufgeführten Kraftstoffen gehört noch **Pflanzenöl** zu den so genannten Biokraftstoffen erster Generation, die auf der Basis von Zucker, Stärke, Pflanzenölen und Tierfetten hergestellt werden. Reine Pflanzenöle finden als Kraftstoffe vor allem bei Nutzfahrzeugen, landwirtschaftlichen Maschinen und in geringem Umfang im PKW - Bereich Verwendung. Stationärer Einsatz von Pflanzenöl zur Kraft-Wärme-Erzeugung durch BHKW wird zunehmend praktiziert (siehe Abschnitt 3.1.1).

Biogas wird nach entsprechender Aufbereitung in Erdgas-tauglichen Fahrzeugen eingesetzt. Auch hier ist Schweden im europäischen Umfeld führend.

Im Gegensatz zu den Biokraftstoffen erster Generation, die in der Regel aus den Früchten von Ackerpflanzen hergestellt werden, treten die Kraftstoffe zweiter Generation weiter in den Vordergrund, bei denen jeweils die gesamte Pflanze oder Pflanzenreste verwertet werden können und letztendlich zur Verflüssigung gelangen (Biomass to Liquid - BtL).

Technologische Entwicklungen lassen in naher Zukunft die großtechnische Nutzung von Lignozellulose als Grundstoff für die Ethanol- und BtL-Erzeugung erwarten. Die Verfahren für den enzymatischen Aufschluss von **Zellulose zur Ethanolherzeugung** bzw. für die Vergasung mit anschließender Verflüssigung nach dem Fischer-Tropsch Verfahren zur Erzeugung eines synthetischen Kraftstoffs (*BtL*) sind in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium, das ihren breiten Einsatz für das kommende Jahrzehnt erwarten lässt. Bisher erfolgte die **BtL-Kraftstoffproduktion** von Versuchsanlagen, doch soll die erste kommerzielle Anlage für die Produktion von 15.000 t/a BtL 2007 in Betrieb gehen. Planungen für größere Anlagenkapazitäten liegen bereits vor.

Großtechnische Anlagen zur Gewinnung synthetischer Kraftstoffe auf Basis von Kohle (CtL-Kraftstoffe, z. B. Sasol, Südafrika) und Erdgas (GtL-Kraftstoffe, z. B. Shell, Malaysia) sind in Betrieb. Seitens der Mineralöl- und Autoindustrie wird deren Weiterentwicklung und Ausbau betrieben.

Die Kraftstoffeigenschaften von BtL, CtL und GtL sind nahezu identisch und ermöglichen nach Ansicht der Automobilindustrie weitere erhebliche Fortschritte hinsichtlich Effizienz und Emissionsreduktion für zukünftige Motorengenerationen.

1.2 ENTWICKLUNG IN DER EU

Im europäischen Umfeld werden Frankreich, Deutschland und Polen die größten Biomassepotenziale zugeschrieben. Dabei hängt das Potenzial für Energiepflanzen im Wesentlichen von der angebauten Art und der prognostizierten Anbaufläche (Ackerfläche) ab. In Deutschland ist von der gesamten landwirtschaftlichen Fläche (ca. 17 Mio. ha) eine verfügbare Ackerfläche von rd. 11,8 Mio. ha anzusetzen. Nach Expertenschätzungen stünden EU-weit rund 30 % der Ackerfläche für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung, ohne die Eigenversorgung mit Nahrungs- und Futtermitteln zu beeinträchtigen. Darüber hinaus stehen Reststoffe aus der Landwirtschaft (v. a. Stroh und Gülle), dem Forst (Rest- und Durchforstungshölzer) sowie aus dem gewerblichen Bereich zur Verfü-

gung. Insgesamt können nach aktuellen Schätzungen etwa 17 % des Gesamtenergiebedarfs Deutschlands über Bioenergie gedeckt werden.

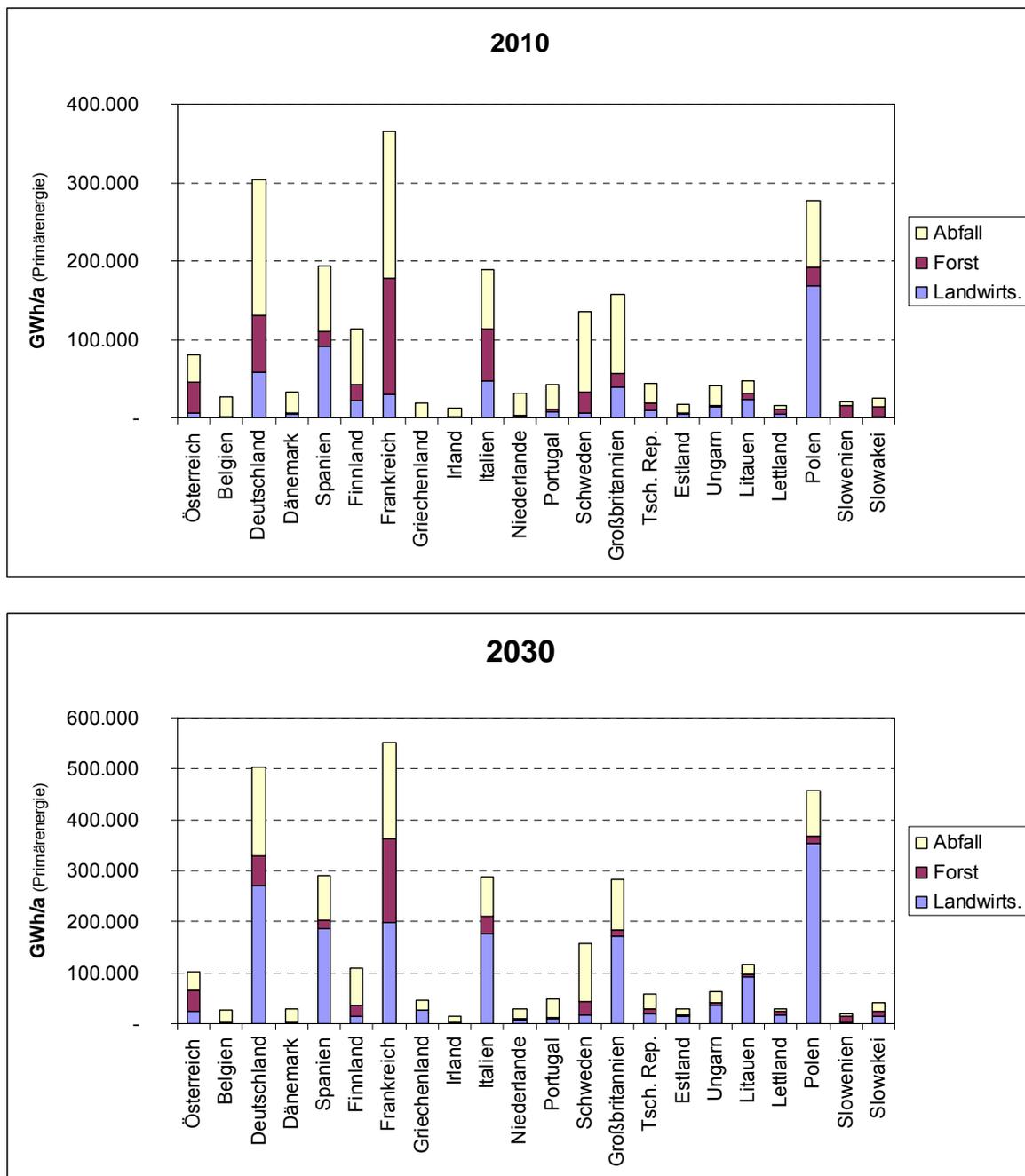


Abbildung 1-1: Ökologische Biomassenpotenziale 2010 und 2030 in der Europäischen Union verändert nach /22/

Mit der Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur „Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor“ („Biokraftstoffrichtlinie“) verfolgt die europäische Energiepolitik das Ziel, die Energienutzung zu optimieren, die nötige Energieversorgung vor dem Hintergrund der Nachhaltigkeit zu sichern und Veränderungen im Verkehrsbereich herbeizuführen /20/.

Zusammen mit anderen erlassenen Richtlinien sollen die erneuerbaren Energieträger und eine effizientere Energieausnutzung gefördert werden.

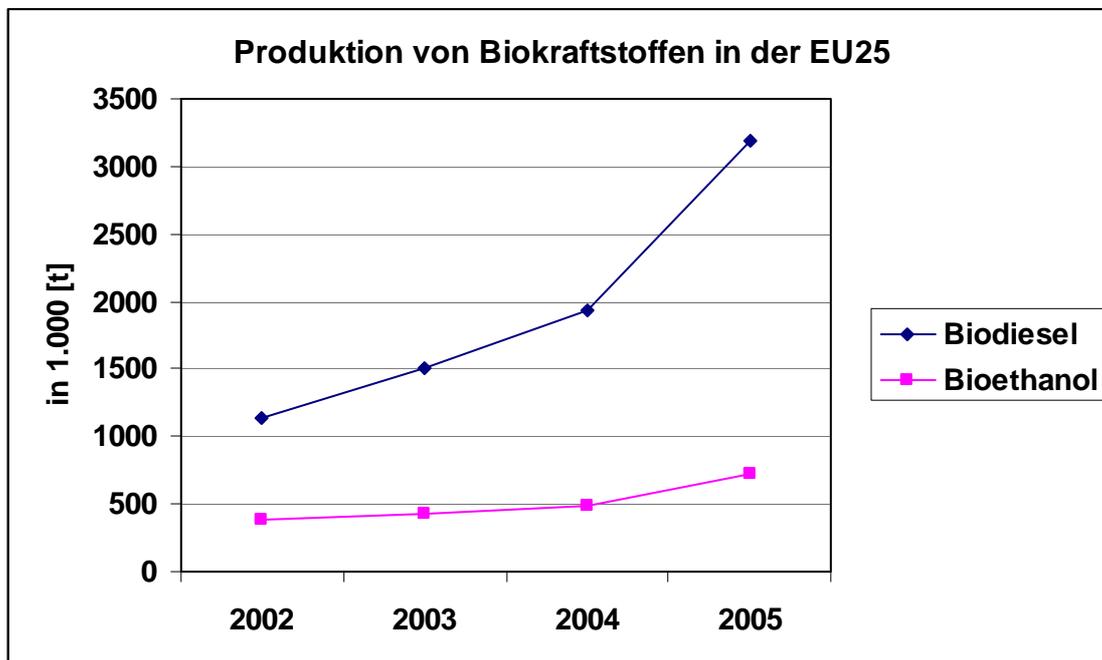


Abbildung 1-2: Entwicklung der Produktion von Biodiesel und Bioethanol in der EU (Quelle: /19/)

Die bisherigen Produktionsvolumina bei Biokraftstoffen haben auf EU-Ebene besonders bei **Biodiesel** eine bemerkenswerte Entwicklung vollzogen: seit dem Jahr 2002 haben sich die produzierten Mengen nahezu verdreifacht (Abbildung 1-2). Bei **Bioethanol** war nicht nur die hergestellte Menge im Jahr 2002 deutlich geringer als bei Biodiesel, sondern auch der jährliche Produktionsanstieg verhaltener. Trotzdem hat sich bis 2005 die tatsächliche Produktion von Bioethanol fast verdoppelt.

In Schweden und Österreich nimmt aufbereitetes **Biogas** einen bedeutenden Platz in den nationalen Strategien zur Biokraftstofferzeugung ein /86/. Insbesondere der Betrieb von Fahrzeugflotten mit emissionsarmem Biogas wird in diesen Ländern vorangetrieben und auch an einigen Standorten bereits umgesetzt.

Die Nutzung von Biokraftstoffen soll auf EU-Ebene ausgebaut und durch den optimierten Anbau geeigneter Rohstoffe und die Erforschung von Biokraftstoffen der zweiten Generation gefördert werden. Durch größere Demonstrationsanlagen und die Abschaffung nicht-technischer Hindernisse soll gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit verstärkt werden. Allerdings werden Biokraftstoffe der zweiten Generation erst im kommenden Jahrzehnt wesentliche Marktanteile verbuchen können /45/.

Um auch der Verwirklichung der Kyoto-Ziele Rechnung zu tragen, wird die Substituierung von 5,75 % des Diesel- und Ottokraftstoffs durch Biokraftstoffe bis zum Jahr 2010 angestrebt (Produktionsziel 20 Mio. t Biokraftstoffe). Mittelfristig sollen 8 % der Kraftstoffe biogenen Ursprungs sein. Tatsächlich lag der biogene Kraftstoffanteil im Jahr 2005 bereits

bei 3,4 %. Der Transportsektor trägt in steigendem Maße zu den CO₂-Emissionen bei, so dass diesem Sektor für die EU-weit angestrebte Emissionsverminderung um 8 % (gegenüber dem Wert von 1990) für die Periode 2008 bis 2012 besondere Bedeutung zukommt.

Tabelle 1-2: EU-Aktionsplan Biokraftstoffe und Auswirkungen auf den Flächenbedarf
 Quelle: /84/

	2005	2010	2015
Mengenziel	2 %	5,75 %	8 %
Dieselmotorkraftstoffverbrauch¹	158,6 Mio. t	165 Mio. t ⁴	165 Mio. t ⁵
Biodieselertrag²	3,69 Mio. t	11 Mio. t	16,7 Mio. t
Flächenbedarf³	2,63 Mio. ha	7,88 Mio. ha	11,92 Mio. ha
Ottomotorkraftstoffverbrauch¹	124,8 Mio. t	113,6 Mio. t ⁴	105 Mio. t ⁴
Ethanolbedarf²	3,7 Mio. t	9,7 Mio. t	12,44 Mio. t
Flächenbedarf³	1,85 Mio. ha	4,84 Mio. ha	6,2 Mio. ha
Gesamtfläche	4,48 Mio. ha	12,72 Mio. ha	18,2 Mio. ha

Quelle: D. Bockey, UFOP
 1 EUROSTAT (2002)
 2 Basis: Heizwert Diesel: 43 MJ/kg, Heizwert Biodiesel: 37 MJ/kg, Heizwert Normalbenzin: 40 MJ/kg, Heizwert Ethanol: 27 MJ/kg
 3 Biodieselertrag 1,4 t/ha, bioethanolertrag 2 t/ha
 4 Annahme: Rückgang Verbrauch Ottomotorkraftstoffe 9%, Zuwachs Verbrauch DK 4 %
 5 Schätzung

Die Technologieentwicklung für Biokraftstoffe zweiter Generation, bei denen ganze Pflanzen verarbeitet werden, ist in Europa bereits weit vorangeschritten. Mehrere Pilotanlagen zur Ethanolherzeugung aus Lignozellulose wurden z. B. in Schweden, Spanien und Dänemark errichtet. Technologien zur Umwandlung von Biomasse in flüssige Biokraftstoffe (BtL - Biomass to Liquid) über die Erzeugung von Synthesegas mit anschließender Verflüssigung über die Fischer-Tropsch-Synthese oder eine Methanolherzeugung finden bisher in Pilot- und Demonstrationsanlagen in Deutschland und Schweden Anwendung.

1.3 ENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND

Durch eine Reihe von Impulsen (steigende Preise fossiler Brennstoffe, verschiedene Anreize für Bioenergie) hat sich die Nutzung erneuerbarer Energien deutlich gesteigert. Von einem Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2000 von 2,6 % steigerte sich dieser bis zum Jahr 2005 auf 4,6 %. Im selben Zeitraum wuchs der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch von 3,8 auf 6,4 %. Davon wurden rund 68 % durch Biomasse bereitgestellt.

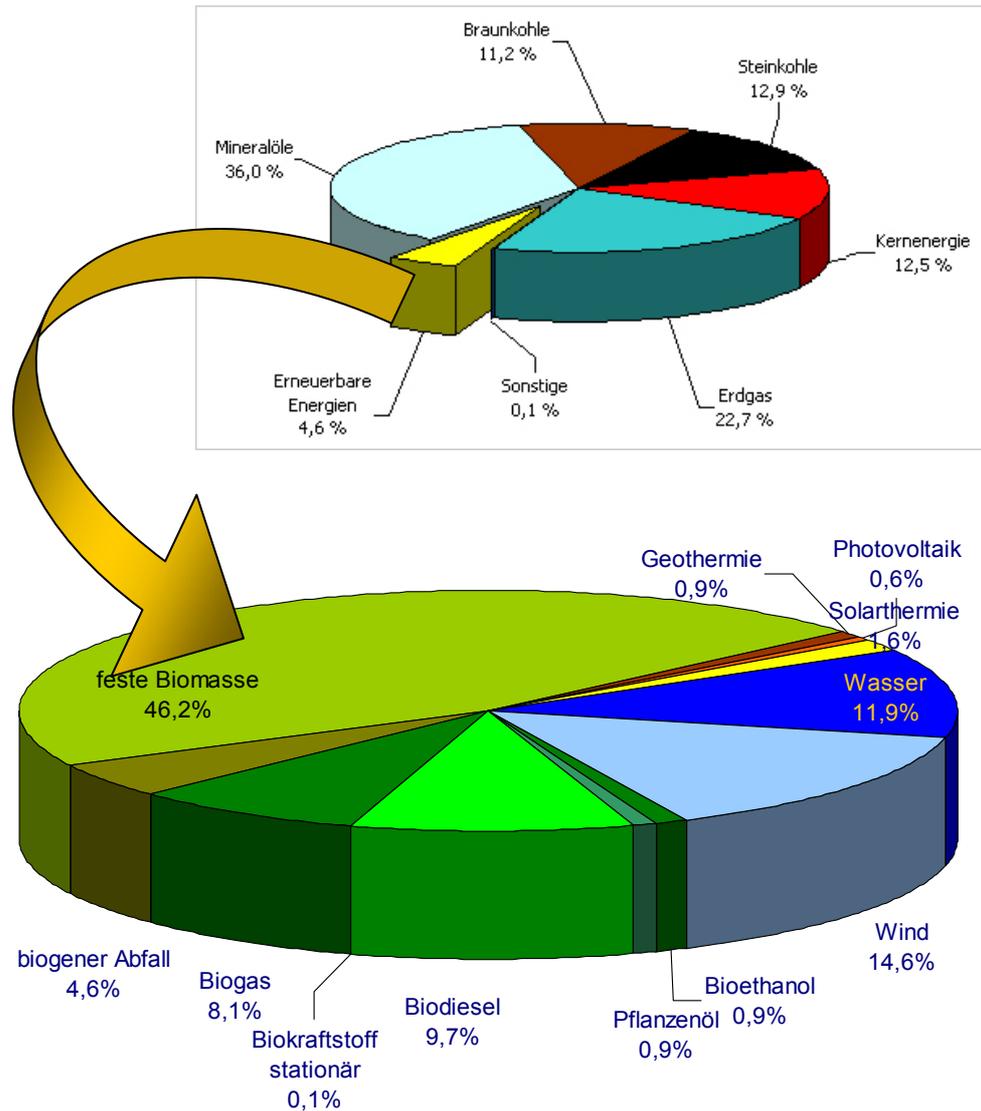


Abbildung 1-3: Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland (s. o.) und Anteile der Bioenergie an den gesamten regenerativen Energiequellen (s. u.) (Quelle: /8/)

Die Anteil biogener Kraftstoffe zeigt in Deutschland ein besonders dynamisches Wachstum: von 0,4 % Anteil im Jahr 2000 wuchs diese Sparte auf 3,6 % im Jahr 2005. Unter den erneuerbaren Energien stellen Biokraftstoffe bereits 12,2 % der Primärenergie (Abbildung 1-3). In diesem Bereich hat sich Biodiesel mit fast 10 % eindeutig als bedeutendster Biokraftstoff herauskristallisieren können. Kaum ein Prozent trugen 2005 jeweils die beiden Biokraftstoffe Bioethanol und Pflanzenöl bei. Biogas spielt als Kraftstoff bisher kaum eine Rolle.

Die geltenden Normen für Kraftstoffe lassen für Ottokraftstoffe (DIN EN 228) einen Bioethanol-Anteil von 5 % und für Diesel (DIN EN 590) ebenso einen Biodieselanteil von 5 % zu. Seitens der EU wird eine Überarbeitung der Normen mit Ziel einer bis zu 10 %-igen Beimischung angestrebt. Dies würde unter Berücksichtigung der Energiegehalte in Deutschland einer Beimischung von etwa 3,0 Mio. t Bioethanol und 3,2 Mio. t Biodiesel

entsprechen. Darüber hinaus bieten die Märkte für reinen Biodiesel (B 100), Pflanzenölkraftstoff und Ethanolkraftstoff Entwicklungsmöglichkeiten.

Durch das Biokraftstoffquotengesetz wird die Mineralölwirtschaft ab dem 01. Januar 2007 verpflichtet, einen wachsenden Mindestanteil von Biokraftstoffen, jeweils bezogen auf den gesamten jährlichen Absatz des Unternehmens an Otto- und Dieselmotorkraftstoff, zu vertreiben (§ 37a BImSchG). Die Erfüllung der Quotenpflicht kann vertraglich auf Dritte übertragen werden.

Diese Beimischungspflicht ist auch als Beitrag zur CO₂-Einsparung anzusehen. Der Gesetzentwurf sieht für Diesel ab 2007 eine Quote von mindestens 4,4 % und von 1,2 % für Benzin (steigend auf 3,6 % im Jahr 2010) vor. Die Gesamtquote (Diesel und Benzin zusammen) ist für 2009 auf mindestens 6,25 % und dann steigend bis 2015 auf 8 % festgelegt. Die Quote wird auf Basis der Energiegehalte der Kraftstoffe berechnet. Wie Abbildung 1-4 zeigt, sichern die Quoten sowohl einen beachtlichen Gesamtabsatz als auch einen Mindestabsatz der einzelnen Kraftstoffe.

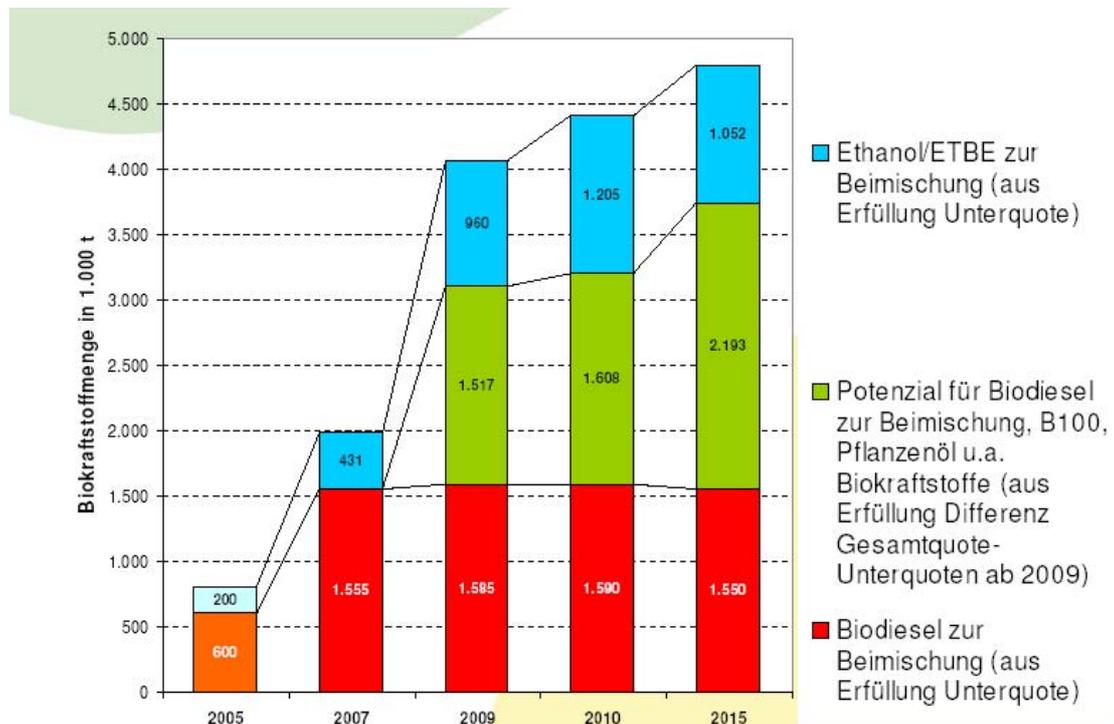


Abbildung 1-4: Auswirkungen der Quotenregelung für Biokraftstoffe (Quelle /83/)

Durch das Energiesteuergesetz wird seit dem 1. August 2006 die steuerliche Begünstigung von reinem Biodiesel und Pflanzenöl reduziert (siehe Tabelle 1-3). Bioethanolkraftstoff, Biogaskraftstoff und BtL bleiben bis 2015 steuerbegünstigt. Für Beimischungen von Biokraftstoffen gilt nach dem Biokraftstoffquotengesetz der volle Steuersatz von 0,47 € / l bei Diesel und 0,65 € / l bei Benzin. In der Land- und Forstwirtschaft bleiben Biokraftstoffe steuerbefreit. Alle Steuerbegünstigungen sind von der Einhaltung der jeweiligen Normen abhängig /11/.

Tabelle 1-3: Steuersätze auf reine Biokraftstoffe nach dem Energiesteuergesetz.

Jahr	Biodiesel	Pflanzenöl	Ethanol E 85
August 2006	0,09 €/l	0,00 €/l	0,00 €/l
2007	0,09 €/l	0,02* €/l	steuerfrei bis 2015 (außer Quotenanteil)
2008	0,15 €/l	0,10 €/l	
2009	0,21 €/l	0,08 €/l	
2010	0,27 €/l	0,26 €/l	
2011	0,33 €/l	0,33 €/l	
ab 2012	0,45 €/l	0,45 €/l	

* bedingt durch das BioKstQG

In der nachfolgenden Übersicht (Tabelle 1-4) sind die Produktionsstätten von Biokraftstoffen in Deutschland und Hessen aufgeführt sowie deren typischer Leistungsbereich, Inputmaterialien und Produktionsmengen dargestellt. Der Produktionsschwerpunkt liegt bei Biodiesel, wohingegen die höchste Anzahl an Anlagen im Bereich dezentraler Pflanzenölproduktion zu finden ist.

Die deutsche Biokraftstoffproduktion ist, insbesondere im Bereich Biodiesel, führend in Europa. Der rasche Ausbau der Anlagenkapazitäten in den letzten Jahren führte 2005 zu einem Biokraftstoffanteil von 3,4 %, so dass das Ziel der EU, bis 2010 einen Anteil von Biokraftstoffen von 5,75 % zu erreichen, in Deutschland umgesetzt werden dürfte.

Tabelle 1-4: Produktionsstandorte von Biokraftstoff-Herstellern in Deutschland und Hessen, Stand März 2006 (Quelle /66/)

Biokraftstoff	Anzahl		Typischer Leistungsbereich	Typischer Input	Produktion 2005
	Deutschland	Hessen			
Biodieselproduktion	30	2	1.500-200.000 t/a	Pflanzenöle, Altfette	~ 2.000.000 t
Bioethanolproduktion	3	-	30.000-260.000 m ³ /a	Weizen, Roggen	~ 600.000 m ³
Pflanzenöl-dezentral	300	15	30-500 m ³ /a	Raps	~ 200.000 m ³
Pflanzenöl-industriell	10	0	250.000 t/a	Raps, Soja, Palmöl u.a.	~ 2.800.000 t
Biogas Tankstelle	1	0	0,8 - 2,5 Mio m ³ /a		0

Verfahren zur Produktion von synthetischen Biokraftstoffen über ein Synthesegas und anschließender Verflüssigung sind im Technikumsmaßstab in Deutschland erfolgreich erprobt worden. Derzeit werden für zwei Verfahren (CHOREN, Freiberg und Bioliq, Karlsruhe) Demonstrationsanlagen errichtet. Mit industrieller Anwendung wird im nächsten Jahrzehnt gerechnet /16/.

Die technische Machbarkeit der Ethanolerzeugung aus Lignozellulose wurde durch das Verfahren der Firma IOGEN nachgewiesen. Nach Aussage von Shell Deutschland wird derzeit für einen Standort in Norddeutschland die ökonomische Machbarkeit geprüft ².

1.4 KURZCHARAKTERISTIK BIOKRAFTSTOFFE

Bei der Charakterisierung der Biokraftstoffe wird häufig zwischen solchen erster und zweiter Generation unterschieden. Damit sollte jedoch nicht unmittelbar eine Wertung der Zukunftsfähigkeit der Verfahren verbunden sein. Zu den Biokraftstoffen erster Generation zählen Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl und Biogas. Biokraftstoffe der zweiten Generation (BtL, Ethanol aus Lignozellulose) nutzen den gesamten oberirdischen Pflanzenaufwuchs und zudem auch biochemische bzw. thermochemische Konversionswege.

In dem nachfolgenden Schaubild sind die Konversionswege von der Biomasse zu Biokraftstoffen kompakt dargestellt (Abbildung 1-5).

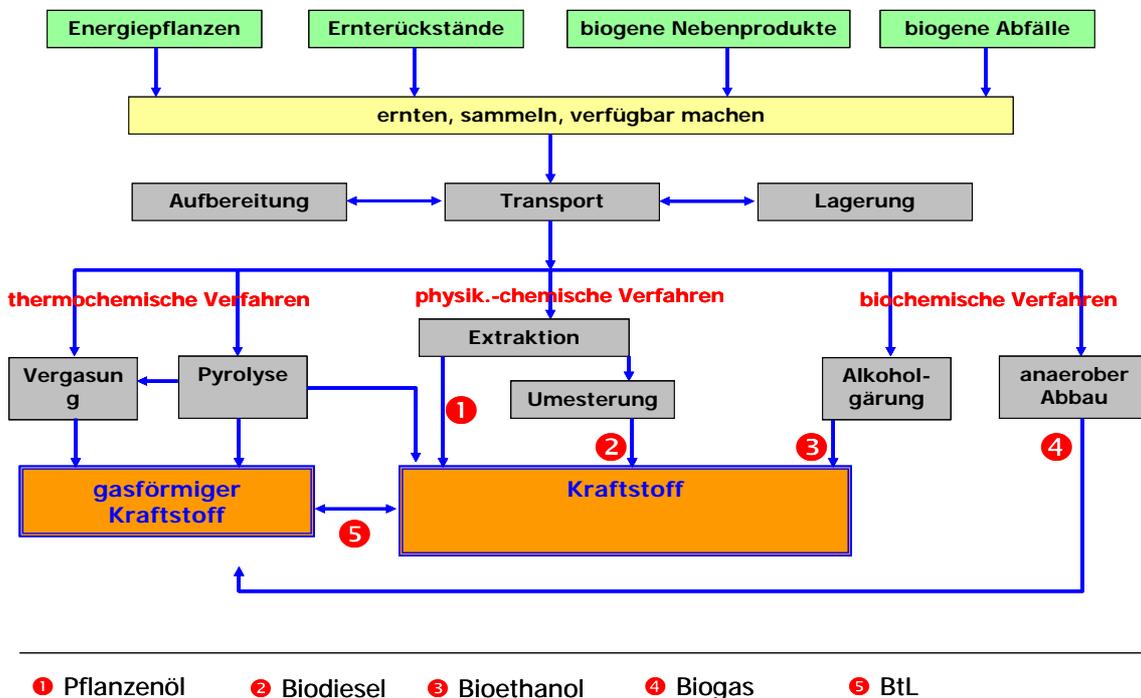


Abbildung 1-5 Konversionsschritte für Biokraftstoffe; Endkonfektionierung: physikalisch

² K. Doehmel (Vorsitzender der Geschäftsführung der Deutsche Shell Holding GmbH) auf dem 2. BTL-Congress, 12-13. Oktober 2006, Berlin

Für Biokraftstoffe der ersten Generation, die auf öl- bzw. stärke/zuckerhaltigen Pflanzenteilen beruhen, sind in der Regel relativ geringe Netto-Kraftstofferträge pro Flächeneinheit anzusetzen, was jedoch auch stark von der Bewertung der Koppelprodukte (Stroh, Rapskuchen, Glycerin etc.) abhängt. Biogas besitzt unter den Alternativen die höchsten Kraftstofferträge je Hektar und kann nach entsprechender Aufbereitung in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden. Eine erste Tankstelle in Deutschland (Jameln) vertreibt diesen Biokraftstoff.

Die Qualitätsanforderungen für diese Biokraftstoffe sind in verschiedenen Normen festgelegt:

- Biodiesel DIN EN 14214
- Rapsölkraftstoff DIN V 51605 (Vornorm)
- Bioethanol DIN EN 15376 (Entwurf)

Vergleichsweise aktuell ist die Diskussion einer neuen Generation von Biodiesel („NEx-BTL“ oder auch als HVO bezeichnet), die durch Wasserstoffbehandlung von Pflanzenölen erzeugt werden und ein hervorragendes Emissionsverhalten, vergleichbar mit dem von BtL-Kraftstoffen, aufweisen sollen /63/.

Zu den Biokraftstoffen zweiter Generation zählen biogene synthetische Kraftstoffe, wobei aus Biomasse zunächst Synthesegas gewonnen wird, welches dann zu flüssigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt wird. Diese können dann zu Kraftstoffen aufgearbeitet werden. Gegenüber fossilen Kraftstoffen haben sie eindeutige Vorteile bezüglich des Emissionsverhaltens: Sie sind schwefelfrei und arm an Aromaten. Zu dieser Gruppe von Biokraftstoffen zählen Bioethanol aus Lignozellulose und die so genannten Biomass-to-Liquid (BtL) Kraftstoffe.

Die ausführliche Beschreibung der Biokraftstoffe hinsichtlich ihrer Potenziale und technischen Herstellung erfolgt in den nachfolgenden Hauptkapiteln. Welche Kenndaten und Eingangsgrößen den einzelnen Biokraftstoffen zuzuordnen sind, beschreibt die nachfolgende Tabelle 1-5.

Tabelle 1-5: Basisdaten zu den wichtigsten Biokraftstoffen /66/ /30/

	Pflanzenöl	Biodiesel	Bioethanol	Biogas	BtL
Rohstoffe	Raps	Pflanzenöl	Getreide, Zuckerrübe, Zuckerrohr	Gülle, Energie- pflanzen	Holz, Energie- pflanzen, Stroh
Kraftstoff- ertrag [l/ha bzw. *m³/ha]	1.200–1.400	1.200–1.400	2.500–7.000	9.000 m ³ * ~4700 m ³ CH ₄	4.000 (kalkuliert)
Nettoenergieertrag [GJ/ha]	35	38	88 (Zucker) 30 (Stärke)	113	118
Spezifisches Gewicht [kg/l]	0,92	0,88	0,79	0,72 kg/m ³	0,76-0,79
Kraftstoff- äquivalent (1 l bzw. m³ entspr.)	0,96 l Diesel	0,91 l Diesel	0,66 l Benzin	0,94 l Benzin 1,08 l Diesel	0,97 l Diesel
Marktpreis (netto)	0,60–0,70 €/l	0,75–0,8 €/l	0,50 €/l	0,80-0,90 €/l	0,7–1,20 €/l
CO₂-Minderung	80 %	70 %	30 %	75 %	> 90 %
technische Hinweise	Umrüstung der Motorperipherie notwendig; keine Freigaben der Hersteller	Einsatz: 100 % (B 100) oder Beimischung bis 5 %; Freigaben v. a. bei Nutz- fahrzeugen	Einsatz: 85 % (E85) oder Beimischung zu Benzin bis 5 % und ETBE	gereinigtes Bio- gas (keine An- passung bei Erdgasfahrzeu- gen notwendig)	sehr gute Kraft- stoffeigenschaf- ten; Produktion bisher nur in Pilotanlagen

2 POTENZIAL FÜR BIOKRAFTSTOFFE

Die Herangehensweise bzw. die Ansätze, Potenziale für die Herstellung von Biokraftstoffen zu erheben und darzustellen, können sehr unterschiedlich gestaltet sein; dementsprechend müssen die sich daraus ergebenden Resultate differenziert betrachtet werden.

Während die Produktionsmöglichkeiten von Biokraftstoffen erster Generation in der Regel von bestimmten Rohstoffen grundlegend abhängig sind, wird für Biokraftstoffe der zweiten Generation ein breites Rohstoffspektrum angegeben.

Ergebnis vielfältiger Potenzialstudien ist die Erkenntnis, dass die Potenziale bei weitem noch nicht ausgereizt sind, also mehr Energie aus Biomasse gewonnen werden könnte, ohne andere Nutzungsbereiche wesentlich einzuschränken. Allerdings sind die Rohstoffmaterialien für die Herstellung verschiedener Biokraftstoffarten und Bioenergieformen (Kraftstoffe, Wärme, Strom) insgesamt z. T. identisch, woraus sich Konkurrenzen hinsichtlich der Flächen- oder Reststoffnutzungen ergeben werden. Bei einer entsprechenden Mobilisierung der Potenziale wären zumindest zeitweise und/oder regional Engpässe bei bestimmten Biomassesortimenten möglich.

Energieträger, die für die Herstellung von Biokraftstoffen eigens angebaut werden, stammen aus dem Bereich der Land- und Forstwirtschaft. Hierunter fallen nicht nur Ölpflanzen (z. B. Raps) oder Stärke- (Getreide) bzw. Zuckerträger (Zuckerrüben), sondern auch Ganzpflanzen und Bäume aus Schnellwuchsplantagen. Viele Fachleute gehen von einem derzeitigen Potenzial von 30% der Ackerfläche aus, die in der EU-25 nicht mehr zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion benötigt werden und daher für den Anbau nachwachsender Rohstoffe zur Verfügung stehen. Für Deutschland stünden damit von den 11,9 Mio. ha Ackerfläche 3,6 Mio. ha für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung. Bei hohen Erträgen von 20 t oTS/ha aus Energiepflanzen könnten etwa 72 Mio t oTS pro Jahr erzeugt werden. Bis 2020 wird mittlerweile auch von bis zu 5 Mio. ha Ackerfläche in Deutschland ausgegangen, die aus der bisherigen Nahrungsmittelproduktion freigesetzt wird /101/.

Der Aufwuchs aus der Landschaftspflege und teilweise von Grünland steht ebenfalls als Rohstoff für Biokraftstoffe zur Verfügung, wobei sich für diese technisch die Pfade Biogas und ggf. BtL anbieten.

Als biogene Reststoffe der Land- und Forstwirtschaft stehen primär Stroh, Waldrestholz und Gülle zur Verfügung. Sonstige biogene Reststoffe bzw. Abfälle, die potenziell zur Verfügung stehen, sind die biogenen Anteile des Restmülls, Bioabfall und Klärschlamm aus der kommunalen Abfallentsorgung, Reststoffe aus der Nahrungsmittelindustrie sowie Altholz und Industrierestholz aus dem Bereich des produzierenden Gewerbes. Insgesamt ergibt sich ein mobilisierbares Potenzial an Reststoffen von 75 Mio. t oTS pro Jahr /54/, das in etwa dem oben genannten Potenzial aus dem Anbau von Energiepflanzen entspricht.

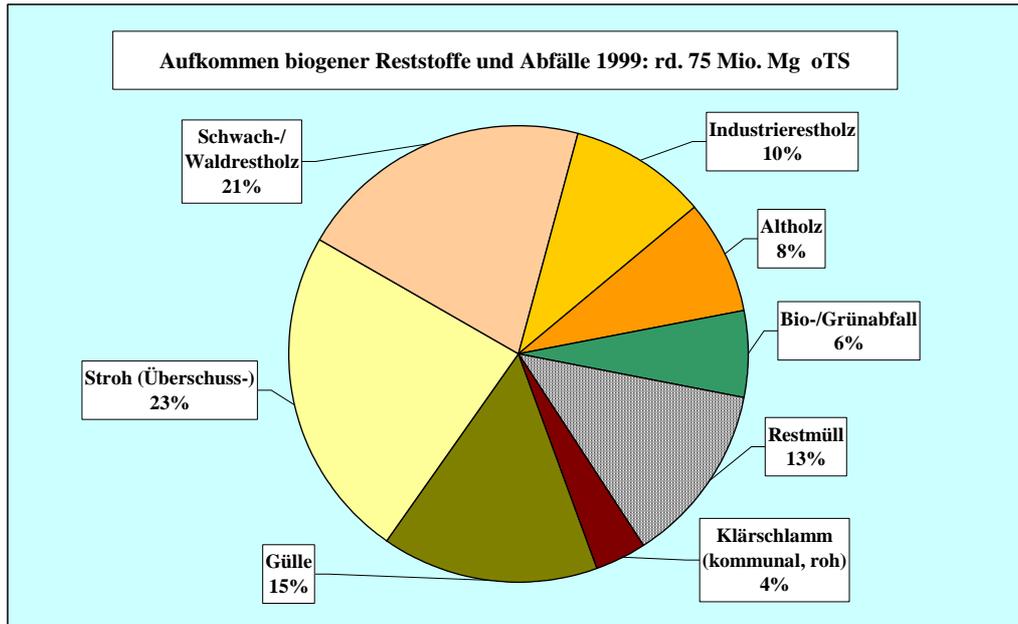


Abbildung 2-1: Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen in Deutschland zur energetischen Nutzung (Quelle: /54/)

Weltweit variieren die prognostizierten Potenziale für die verfügbare Biomasse. Korrekturen sind allein schon durch die Innovationskraft im Techniksektor gegeben. Hohe Potenziale bestehen in vielen tropischen Regionen, wo hohe Biomasseerträge bei vergleichsweise geringen Kosten für Boden und Arbeit möglich sind. So zeigen aktuelle Untersuchungen /97/ ein Potenzial von 37% für den Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch der USA. Durch die Verbesserung der Nutzungseffizienz der Kraftstoffe könnte dort nach vorsichtigen Schätzungen der Anteil von Biokraftstoffen sogar bis auf 75% gesteigert werden.

Für Europa und auch für Deutschland wird bei einem Zeithorizont bis zum Jahr 2020 von einem Potenzial in einer Größenordnung zwischen 20 bis 25% des Kraftstoffbedarfs ausgegangen (vgl. Abbildung 2-2).

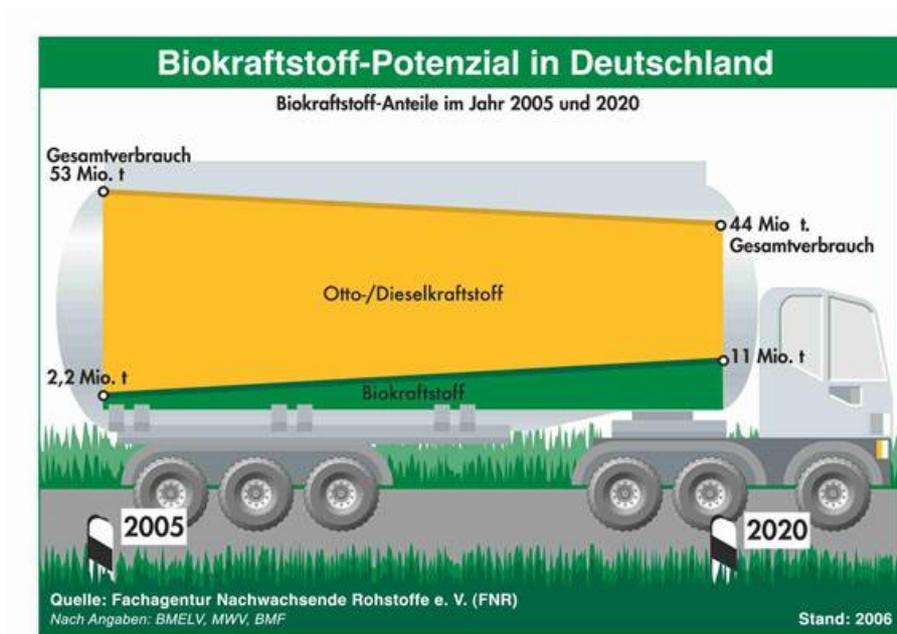


Abbildung 2-2 Prognostizierte Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland - Anteile von Biokraftstoff und Otto- bzw. Dieselmotorkraftstoff /31/

Im selben Zeitraum soll der Gesamtverbrauch an Kraftstoffen um ca. 17 % zurückgehen. Grundlage dieser Prognosen sind zum einen die Vorhersagen für die zukünftigen Kraftstoffverbräuche und zum anderen die zur Verfügung stehenden Potenziale für die Erzeugung nachwachsender Rohstoffe. Dabei spielen die verfügbaren Reststoffe (Waldrestholz, Stroh etc.) und die zur Verfügung stehenden Anbauflächen für Energiepflanzen eine Rolle. Inwieweit dabei Konkurrenzen mit anderen Bioenergienutzungen (Biogas, thermische Nutzung) berücksichtigt werden, ist im Einzelnen oft nicht nachvollziehbar.

Auf ca. 1,5 Mio. ha (12,6 %) der Ackerfläche Deutschlands sind im Jahr 2006 Energiepflanzen angebaut worden (s. Abbildung 2-3). Etwa 80% dieser Fläche wurden für die Erzeugung von Biokraftstoffen mit ca. 1,1 Mio. ha (Rapsöl, Biodiesel) bzw. 128.000 ha (Getreide für Bioethanol und Biogas) genutzt. Die ökologischen Grenzen des Potenzials für den Rapsanbau als Energie- und Nahrungspflanze sind nahezu erreicht. Insgesamt wird ein Potenzial von maximal 1,8 Mio. ha gesehen /83/.

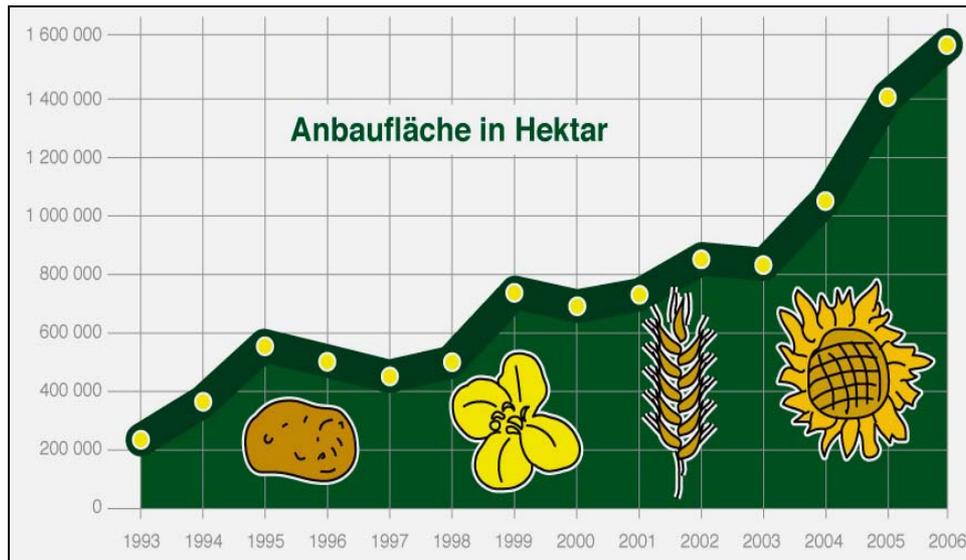


Abbildung 2-3 Entwicklung der Anbaufläche nachwachsender Rohstoffe in Deutschland /32/

Zukünftig werden die auf agrarischen Rohstoffen basierenden Bioenergieketten stärker um die Rohstoffe konkurrieren. Dabei liegt in der deutschen Förderung ein Schwerpunkt auf der Stromerzeugung, die über das EEG dem Investor eine 20-jährige Planungssicherheit gewährt, welche im Bereich der Biokraftstoffe angesichts schwankender Weltmarktpreise für fossile Energieträger und unsicherer Rahmenbedingungen im Bereich der Biokraftstoffbesteuerung (insbesondere für Bioethanol) nicht gegeben ist. Notwendige Investitionen im dreistelligen Millionenbereich in Bioethanol- und ggf. BtL-Anlagen sind dadurch unsicherer als im Bereich Biogas. Dadurch werden biogene Rohstoffe eher in letzteren Bereich gelenkt.

2.1 POTENZIALE IN HESSEN

Für eine regionale Potenzialabschätzung sind neben der Flächenausstattung die Bevölkerungszahl, die gesellschaftlichen Strukturen sowie deren Entwicklung und der Energieverbrauch von Industrie, Gewerbe und Haushalten wichtige Parameter. Für das Bundesland Hessen wird ein Anstieg des Anteils regenerativer Energien am Gesamtendenergieverbrauch von 4,5 % (Jahr 2005) auf 12 bis 15 % bis zum Jahr 2015 angestrebt /41/, wobei die Bioenergie die wichtigste regenerative Energieform darstellt (siehe Abbildung 2-4).

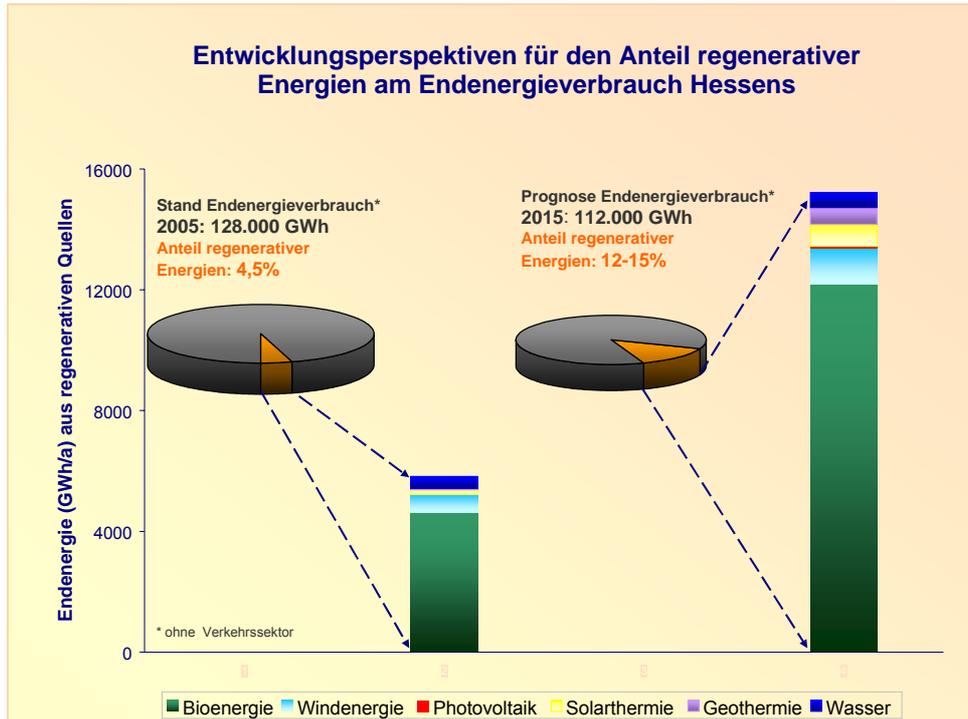


Abbildung 2-4 Technische Entwicklungsperspektiven regenerativer Energien in Hessen /41/

In Hessen weist Nordhessen mit über 5.000 GWh pro Jahr das höchste Biomassepotenzial auf /41/.

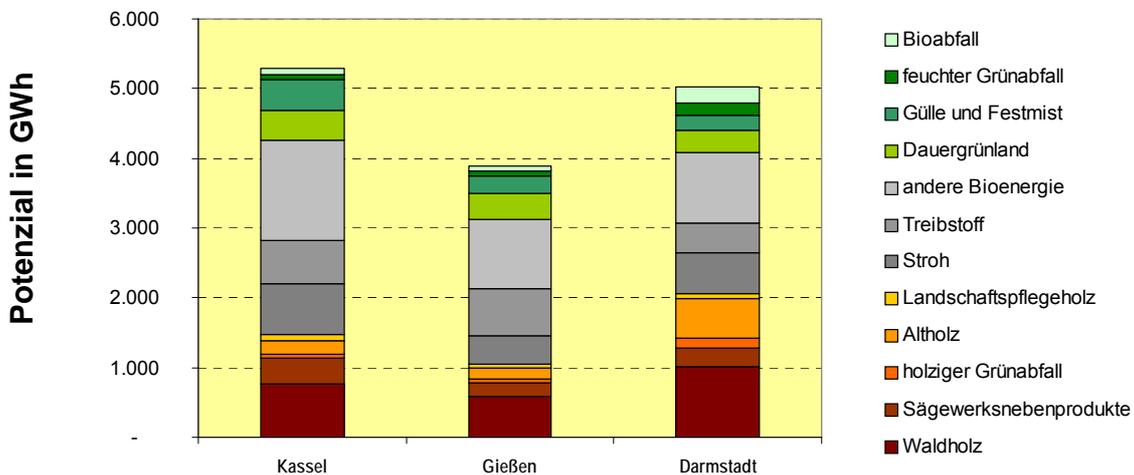


Abbildung 2-5: Biomassepotenziale der Regierungsbezirke Hessens in GWh /41/

Grundsätzlich sind die in Abbildung 2-5 in Braun- und Grautönen dargestellten Potenziale für verschiedene Verfahren der Biokraftstofferzeugung geeignet. Die feuchten Biomassen (in Abbildung 2-5 grün dargestellt) eignen sich vor allem für Biogas, das ebenfalls als Kraftstoff genutzt werden kann. In allen Bereichen bestehen Nutzungsalternativen für die Biomassen in der Kraft- und Wärmeerzeugung.

Von der über 2,1 Mio. ha großen Landesfläche Hessens entfallen auf die landwirtschaftliche Fläche 42,6 % und ein Anteil von 40 % ist mit Wald bestockt. Der nordhessische Bereich (Regierungsbezirk Kassel) umfasst eine Flächengröße von 828.892 ha, davon werden knapp 45 % landwirtschaftlich und 40,3 % forstwirtschaftlich genutzt. Die Flächennutzungsanteile von Land- und Forstwirtschaft sind im Vergleich zu den beiden anderen Regierungsbezirken Gießen und Darmstadt in Nordhessen am höchsten.

In Nordhessen werden 329.230 ha landwirtschaftlich genutzt (weitere knapp 44.000 ha entfallen auf Betriebstätten, Wege etc., die der Landwirtschaft zugeordnet werden), wovon allein 118.140 ha zum Dauergrünland zählen und 210.303 ha als Ackerfläche (63,9 % der landwirtschaftlichen Fläche) genutzt werden (s. Abbildung 2-6). In der Hauptsache wird auf der als Ackerland genutzten Fläche Getreide angebaut, was einem Anteil von 65,2 % entspricht. Auf nur 3,2 % der nordhessischen Ländereien wird Hackfruchtanbau betrieben, im Landesdurchschnitt sind dies rd. 5 %. Nordhessen ist mit 28.874 ha Rapsanbaufläche (13,7 % des Ackerlandes) führend in Hessen (zum Vergl. 11,5 %). Futterpflanzen werden in Nordhessen auf 15.528 ha bewirtschaftet (7,4 %) und im Vergleich dazu auf 7,7 % des Ackerlandes Hessens. Etwas höher als der Landesdurchschnitt ist der Anteil der landwirtschaftlichen Brache (7,9 %) in Nordhessen.

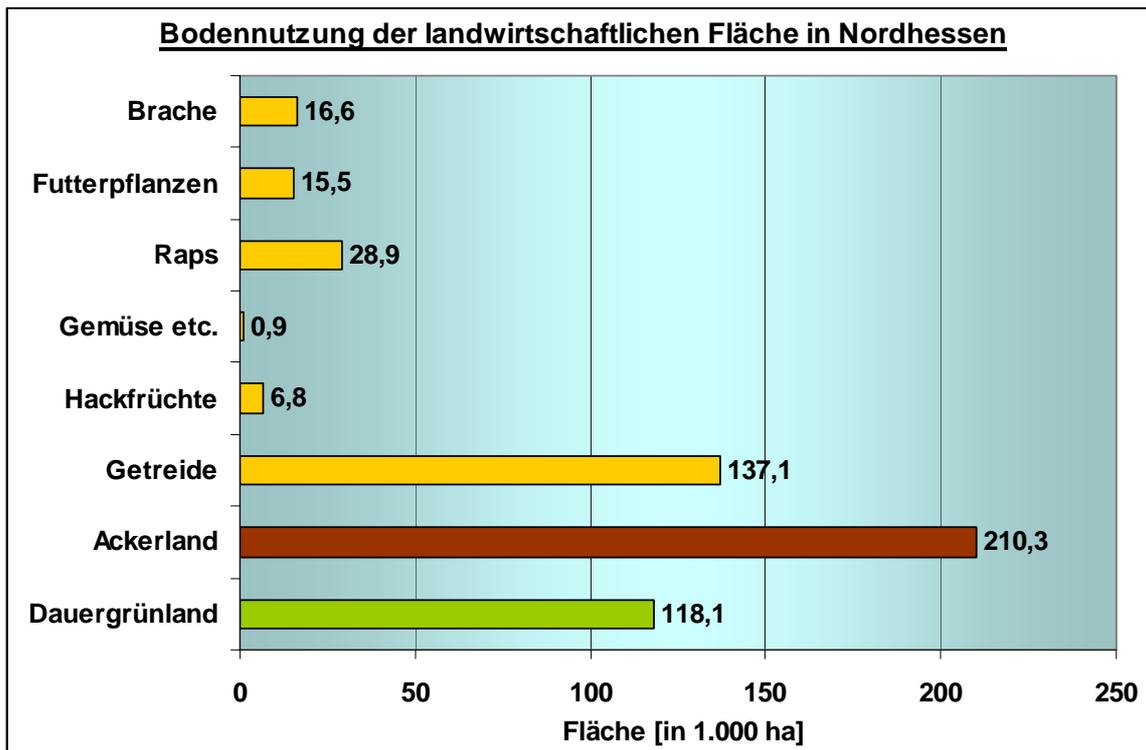


Abbildung 2-6 Bodennutzung der landwirtschaftlichen Fläche in Nordhessen, Quelle: /42/

2.2 POTENZIALE FÜR KRAFTSTOFFE DER ERSTEN GENERATION

Für die Kraftstoffe der ersten Generation werden meist die Früchte von Pflanzen verarbeitet, so dass Pflanzenöle, Stärke und Zucker hier als Energieträger in Frage kommen. Vorteilhaft sind die Eigenschaften der öl- und stärkehaltigen landwirtschaftlichen Produkte - sie sind lagerfähig und transportwürdig. Somit kommt der regionalen Produktion dieser nachwachsenden Rohstoffe und deren Veredlung nur eine begrenzte Bedeutung für die Standortwahl einer Biokraftstoffanlage zu.

2.2.1 PFLANZENÖLE, ALTFETTE

Von der relativ bescheidenden Produktionskapazität an Biodiesel von 50.000 t im Jahr 1998 wuchs das Kapazitätvolumen bis zum Jahr 2003 um das 22-fache auf 1,1 Mio. t/a (s. Abbildung 2-7). Seit 2003 hat sich die Produktionskapazität mehr als verdreifacht und besitzt im Jahr 2006 bereits einen Umfang von 3,4 Mio. t/a. Demgegenüber entwickelte sich der Absatz von Biodiesel seit dem Jahr 2000 von 340.000 t auf 1,8 Mio. t im Jahr 2005. Von den 30 im Frühjahr 2006 vorhandenen Anlagen zur Herstellung von Biodiesel befindet sich eine im Bundesland Hessen (Nordhessen - Kaufungen). Eine weitere mit 250.000 t Jahreskapazität befindet sich im Industriepark Höchst im Bau.

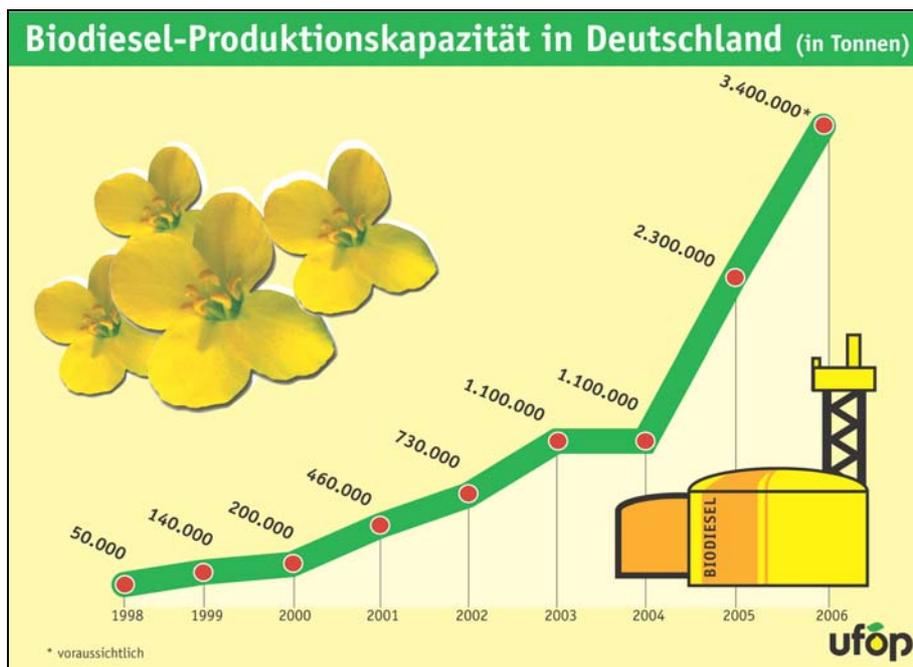


Abbildung 2-7: Entwicklung der Biodiesel - Produktionskapazität in Deutschland von 1998 bis 2006 /85/

Biodiesel kann aus nachwachsenden Rohstoffen wie einer Vielzahl von Pflanzenölen hergestellt werden, vorwiegend jedoch aus Raps-, Soja-, Palm- und Jatrophaöl sowie aus Alt- und Tierfetten. Dabei sind jedoch die Anforderungen der DIN EN 14 214 einzuhalten.

Reines Pflanzenöl kann ebenfalls als Bio-Kraftstoff eingesetzt werden; es wird deutschlandweit in ca. 300 dezentralen Anlagen gewonnen /9/. Während diese Kleinanlagen aus ökologischer Sicht und für die Entwicklung des ländlichen Raums eine sehr positive Rolle spielen, liegen die spezifischen Press- und Aufbereitungskosten bei kleinen Anlagen meistens höher und erfordern ein gutes Management, um die in der Vornorm DIN V 51605 festgelegten Anforderungen für Rapsölkraftstoff zu erfüllen. Vollraffiniertes Speiseöl aus heimischen Anlagen erfüllt in der Regel die Vornorm. Pflanzenöl gilt im Vergleich zum Biodiesel noch als Nischenanwendung. Aufgrund des geringeren Marktanteils ist die Infrastruktur nur wenig entwickelt. Insgesamt wurden in Deutschland im Jahr 2005 196.000 Tonnen Pflanzenöl als Kraftstoff genutzt. Hauptsächlich ist der Kraftstoff in Fuhrparks und Fahrzeugflotten sowie der Landwirtschaft eingesetzt worden.

Wie Tabelle 2-1 zeigt, stößt der Anbau von Raps in Deutschland bald an seine ökologischen Grenzen und auch unter Berücksichtigung zu erwartender Ertragssteigerungen sind im Inland keine großen Potenziale mehr zu erschließen. Kapazitätserweiterungen beruhen daher im Wesentlichen auf Importen. Dabei spielen wegen ihrer Preisvorteile auch andere Pflanzenöle, vor allem Palm- und Sojaöl, eine Rolle. Diese kommen vorwiegend in den Sommermonaten zum Einsatz, wenn die Wintertauglichkeit des Produktes keine Rolle spielt.

Tabelle 2-1: Potenzialabschätzung 2010-2015 der UFOP für Rapsöl und Biodiesel /83/

	2005	2010-2015
Anbaufläche Raps dgl. in Prozent der AF	1,4 Mio. ha 12 %	1,8 Mio. ha 15 %
Produktion Rapssaat	5 Mio. t	7 Mio. t/a
Produktion Rapsöl + Nettoimporte *	2 Mio. t + 0,4 Mio. t	2,8 Mio. t/a + 0,8 Mio. t/a
- Verbrauch Nahrung	- 0,6 Mio. t	- 0,6 Mio. t/a
Rapsöl für Biodiesel / P-öl + Importe Soja-/Palmöl	1,8 Mio. t + 0,2 Mio. t	3 Mio. t/a + 1 Mio. t/a
Total Biodiesel / P-ölkraftst. Anteil RME	2 Mio. t 90 %	4 Mio. t/a 75 %
Dieserverbrauch Anteil Biodiesel	28,5 Mio. t 7 %	30 Mio. t/a 13 %

Ein erheblicher Anteil von Pflanzenölen wird importiert: Im laufenden Wirtschaftsjahr 2006/2007 ist der Import von Raps um 17 % gestiegen, während sich der Export um 60% auf knapp 500.000 t reduzierte. Die Einfuhrmengen von Rapsöl haben sich sogar auf 350.000 t verdreifacht. Auch die Einfuhr von Sojaöl hat um 76 % zugenommen, wobei auf den Non-Food-Anteil allein 55 % anzurechnen sind.

Auf dem Weltmarkt für Ölfrüchte ist mittelfristig zwar mit steigender Nachfrage und auch mit einer Zunahme des Nettohandels verbunden mit einem leichten Anstieg der Preise zu rechnen, nicht aber mit einer deutlichen strukturellen Verknappung, zumindest nicht in den nächsten zwei Jahrzehnten /101/.

Auch tierische Fette wie Schweinefett oder Talg und Altspisefette werden zur Biodieselproduktion eingesetzt. Für die technische Wiederverwendung steht in Deutschland ein Potenzial zwischen 150.000 und 200.000 t Altfette zur Verfügung /27/. Diese Rohstoffe müssen eine gute Ausgangsqualität besitzen. Zu den meistverwendeten Altfetten zählen in erster Linie Brat- und Frittierfett mit einem möglichst geringen Gehalt an freien Fettsäuren, die mit relativ einfacher Anlagentechnik kostengünstig umgeestert werden können. Vor allem im Bereich der Abfallwirtschaft wurden Biodieselanlagen, die speziell auf Altfette ausgerichtet sind, umgesetzt.

Die in Tabelle 1-2 (Seite 6) dargestellten Ziele der EU zu Biokraftstoffquoten erfordern 2010 eine Ölpflanzenanbaufläche von 7,9 Mio ha. Unter Berücksichtigung der zu erwartenden Importe preiswerter Pflanzenöle erscheint dies auf den 179 Mio. ha landwirtschaftlicher Fläche der EU25 machbar /101/. Für Deutschland wird von einem Flächenanteil von 20% der Ackerfläche für den Rapsanbau ausgegangen.

Inwieweit sich in Nordhessen zusätzliche Flächen für den Rapsanbau eignen, ist in erster Linie abhängig von der Bodengüte und dem damit verbundenen Ertragspotenzial sowie den klimatischen Gegebenheiten eines Standorts. Hinzu kommt, dass aufgrund des Fruchtfolgeprinzips Raps in der Regel nur im 4-Jahresturnus angebaut werden kann. Ausgehend von dem oben genannten 20%-Anteil der Ackerfläche stünden bis zu 42.000 ha für den Rapsanbau in Nordhessen zur Verfügung. Damit wäre eine Erhöhung der aktuellen Rapsanbaufläche um etwa 13.000 ha erreichbar.

Der Bruttokraftstofftrag von Biodiesel liegt zur Zeit bei rund 1.400 l Kraftstoffäquivalent je ha. Durch steigende Hektarerträge und zunehmende Ölgehalte in den Pflanzen wird eine Steigerung auf ca. 1.650 l Kraftstoffäquivalent erwartet /32/. Damit könnte in Nordhessen Raps für etwa 60.000 bis 70.000 t Rapsöl erzeugt werden.

2.2.2 BIO-ROHSTOFFE FÜR DIE ETHANOLPRODUKTION (ZUCKER, STÄRKE, LIGNOZELLULOSE)

Während Deutschland bei der Produktion von Biodiesel europa- und weltweit führend ist, ist bisher eine geringere Investitionsbereitschaft in Bioethanolanlagen zu verzeichnen, was weniger auf die Rohstoffversorgung als vielmehr auf die höheren spezifischen Investitionskosten und weniger ausgeprägte Absatzmärkte zurückzuführen ist. Letzteres wird sich durch das BioKraftQuG verbessern. Die derzeitigen Anlagenkapazitäten reichen nur für einen Anteil am Ottokraftstoff von unter 2 % aus /101/.

Haupteinsatzstoff in deutschen Bioethanolanlagen ist **Getreide**. Dieses sollte einen hohen Stärkegehalt aufweisen, während der Proteingehalt für das Haupterzeugnis Bioetha-

nol keine Rolle spielt und nur indirekt den Futterwert des Koppelproduktes DDGS (Distillers Dried Grain and Solubles) beeinflusst. Wird Getreide (meist Weizen oder Roggen) für die Herstellung von Bioethanol verwendet, sind ungefähr 3,1 t Getreide notwendig, um 1 m³ Ethanol zu produzieren. Somit können bei einem Ertragspotenzial von 7 t Weizen je ha knapp 2,3 m³ Bioethanol gewonnen werden. Um eine Anlage mit einer Kapazität von 100.000 m³ Ethanol pro Jahr betreiben zu können, ist eine Anbauflächengröße für Weizen von knapp 43.500 ha notwendig, was wiederum, bezogen auf den Regierungsbezirk Kassel, einem Drittel der gegenwärtigen Anbaufläche für Getreide gleichkommt.

Getreide ist transportwürdig und seine Preise sind eng an die Weltmarktpreise angegliedert. Insofern spielt das regionale Potenzial eine geringere Rolle, wenngleich reduzierte Transportkosten für eine regionale Produktion sprechen. Im Durchschnitt der letzten Jahre betrug der Nettoexport an Getreide der Bundesrepublik Deutschland mehr als 8 Mio. t. Weiterhin könnten auf obligatorisch stillgelegten Flächen 5-6 Mio. t Getreide produziert werden. Mit dieser Getreidemenge könnten, ohne Ausbau der Anbauflächen für nachwachsende Rohstoffe, 3,6 Mio.t Bioethanol produziert werden /101/. Marktexperten führen die derzeit hohen Getreidepreise (140 €/t) auf singuläre Ereignisse, wie die unterdurchschnittlichen Getreideernten in der EU und Australien, zurück. Allerdings kann bei der langfristigen Planung von Bioethanolanlagen auch nicht von den niedrigen Getreidepreisen des Jahres 2005 (90 €/t) ausgegangen werden /101/.

In Deutschland nimmt nunmehr auch die Bioethanolproduktion aus **Zuckerrüben** Fahrt auf: Sowohl die Nordzucker AG als auch die Südzucker AG bauen Produktionskapazitäten von rd. 230.000 m³ Bioethanol auf. Für die Produktion von 1 m³ Bioethanol werden rd. 6,6 t Zuckerrüben benötigt, die auf einer Fläche von 0,1 ha angebaut werden können. Um eine Anlagenkapazität von 100.000 m³ Bioethanol mit Zuckerrüben auslasten zu können, würden 660.000 t Rohstoffe benötigt. Deren Anbau würde ca. 10.000 ha beanspruchen. Dies entspricht der derzeitigen nordhessischen Produktionsfläche für Hackfrüchte. Inwieweit am Standort der Zuckerrübenverarbeitung in Nordhessen, Wabern, ausreichende Kapazität für die Verarbeitung von Energierüben und die anschließende Verarbeitung zu Bioethanol gegeben ist, bedarf einer detaillierten Prüfung.

Ein relativ junges Verfahren ist die Herstellung von Ethanol aus **Lignozellulose**. Hierzu kann grundsätzlich eine Vielfalt zellulosehaltiger Biomasse verwendet werden wie Gras, Stroh, Holz und verschiedene Rest- oder Abfallprodukte aus der Land- und Forstwirtschaft sowie der Holzverarbeitung, ebenso kommunale Abfälle und Reststoffe. Im Vordergrund des Interesses stehen aber Holz und Stroh. Nach der Umwandlung von Zellulose in Zucker erfolgt ein Fermentierungsschritt, der Alkohol entstehen lässt. Insgesamt betrachtet ist dieser Verfahrensgang komplexer als die Herstellung von Bioethanol aus Weizen oder Zuckerrüben.

In Kanada beschäftigt sich das Unternehmen „Iogen Corporation“ schon seit mehr als zwei Jahrzehnten mit der Herstellung von Ethanol aus Zellulose. Eine in Ottawa errichtete Demonstrationsanlage liefert seit dem Frühjahr 2004 Bioethanol an die Mineralölin-

dustrie. In einer industriellen Anlage mit einer Produktionskapazität von 220.000 m³ Ethanol pro Jahr wird eine Menge von 800.000 t Stroh benötigt /72/. Somit wird für die Herstellung von 1 m³ Bioethanol aus Stroh eine Rohstoffmenge von ca. 3,6 t gebraucht. Unterstellt man ferner, dass ca. 75 % der Masse an Stroh im Vergleich zu Getreide geerntet wird, würde bei einem angenommenen Hektarertrag von 5 t Stroh eine Fläche von rd. 160.000 ha benötigt. Bei einer Anlage mit einer Kapazität von 100.000 m³ Ethanol pro Jahr müssten dementsprechend das Stroh von rund 70.000 ha Anbaufläche zur Verfügung gestellt werden, ca. 50 % der derzeit genutzten Produktionsfläche für Getreideanbau in Nordhessen.

Da zur Bioethanolherstellung aus Lignozellulose auch Holz verwendet werden kann und für den Output von 1 m³ Ethanol rd. 4 t Holz als Rohstoff zur Verfügung gestellt werden müssten, wäre bei einer Anlagenkapazität von 100.000 m³ Ethanol pro Jahr eine Holzmenge von 400.000 t notwendig. Umgerechnet entspricht dies einer Menge von ca. 513.000 Festmetern (fm), etwa 9 % des jährlichen Holzeinschlages in Hessen bezogen auf alle Besitzarten (2004).

In einem Pilotprojekt im schwedischen Örnköldsvik wird seit 2004 in kleinerem Umfang Ethanol aus Holz- und Waldabfällen gewonnen. Da das Pilotprojekt erfolgreich die Testphase durchlaufen hat, sollen weitere Anlagen gebaut werden. Insgesamt wird das hundertfache an Produktionsvolumen angestrebt, wobei auch Nadelholz als Rohstoff eingesetzt wird /79/, so dass ca. 210.000 m³ Ethanol als Produktionskapazität realistisch sein dürften.

Da bei der Herstellung von Ethanol aus lignozellulosehaltigen Biomassen im Verfahrensprozess auch Lignin anfällt, kann dieses zur Strom- oder Wärmeproduktion mit eingesetzt werden.

2.2.3 BIO-ROHSTOFFE FÜR DIE BIOGASPRODUKTION

Mit einem sehr hohen Bruttokraftstofftrag pro ha könnte Biogas für die Kraftstoffproduktion hergestellt werden. Fast 5.000 l Kraftstoffäquivalente je Hektar sind für diesen Biokraftstoff anzusetzen, wenn Mais als Rohstoff für die Biogasproduktion verwendet würde /30/.

Technologisch sind sowohl die Biogaserzeugung als auch die Gasaufbereitung etabliert, so dass größere Kostensenkungspotenziale bei diesem Herstellungsprozess nicht zu erwarten sind. Biogas, welches zu 50 bis 60 % aus Methan und zu einem erheblichen Anteil aus Kohlendioxid (40 bis 50 %) besteht, wird durch die Abtrennung von CO₂ und Spurengasen in Reingas überführt. Das produzierte Gas ist chemisch mit dem Erdgas identisch und kann in Motoren, die für Erdgas ausgelegt sind, problemlos eingesetzt werden.

In Deutschland ist zum einen die Förderung der Verstromung von Biogas auf Basis des EEG attraktiver als die Kraftstoffnutzung. Zum anderen setzt Erdgas, das als Kraftstoff bis

2018 von der Energiesteuer befreit ist, einen Maßstab, der für aufbereitetes Biogas nur schwer zu erreichen ist.

Für die Biogasproduktion steht ein relativ großes Potenzial an nachwachsenden Rohstoffen (z. B. Maissilage, Getreide, Gras, Gülle), Reststoffen (Biertreber, Schlempe, Rapskuchen, etc.) und Abfällen (Bioabfall, Speisereste) zur Verfügung, doch steht diese Rohstoffnutzung zum Teil auch in Konkurrenz zur Nutzung für andere Biokraftstoffe.

Hinsichtlich des Rohstoffpotenzials für Biogas wird die Bedeutung eines Zweikultursystems intensiv diskutiert. Während beim Einkultursystem Trockenmasse-Erträge zwischen 18 und knapp 22 t/ha (in der Regel 16-17 t/ha) zu erreichen sind, konnten im Versuchsanbau im Zweikultursystem Erträge bis zu 28 t/ha (Abbildung 2-8), zukünftig möglicherweise nahe 30 t/ha, erzielt werden /69/. Diese im Bereich des Versuchsanbaus erhobenen Daten werden derzeit bundesweit auf verschiedenen Standorten mit unterschiedlichen klimatischen Verhältnissen getestet. Es deutet sich an, dass vor allem an Standorten mit unsicheren Frühsommerniederschlägen die Wasserverfügbarkeit der begrenzende Faktor für das System ist.

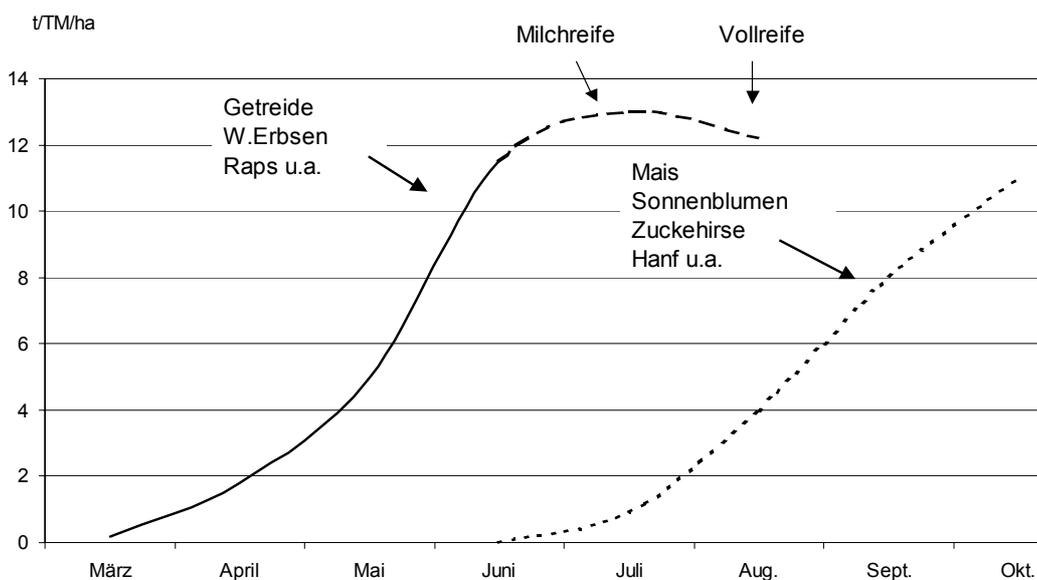


Abbildung 2-8: Verlauf der Trockenmasseentwicklung verschiedener Energiepflanzen im Zweikulturnutzungssystem /69/

Für die Erstkulturen eignen sich als überwinterungsfähige Arten insbesondere Weizen, Roggen, Triticale, Winterhafer, Raps, Rübsen, Weidelgras, Wintererbsen, Inkarnatklee und Winterwicken. Nach deren Ernte von Ende Mai bis Mitte Juni erfolgt die Ansaat der Zweitkultur auf den abgeernteten und unbearbeiteten Flächen, wofür Mais, Sonnenblumen, Zuckerhirse, Sudangras, Hanf, Senf, Phacelia, Ölrettich, Wicken und Erbsen in Frage kommen. Eine im Herbst stattfindende Ernte liefert Biomasse, die durch die Verwendung starkwüchsiger Kulturen wie z. B. Mais oder Sonnenblumen nochmals gute Erträge versprechen.

Wird ein Zweikultursystem zur Biomasseerzeugung angedacht, ist der zusätzliche Mehraufwand für Materialien, Maschinen und Personal zu berücksichtigen. Insbesondere der Transportmehraufwand für die Biomasse zu einer Biogasanlage dürfte eine wichtige Rolle spielen.

In einem abgewandelten Verfahrensgang wird durch Abpressung von Silagen neben der Erzeugung von Biogas aus dem gewonnenen Presssaft auch die Herstellung von BtL-Kraftstoffen (z. B. Sunfuel) aus dem Pressrückstand angestrebt (Abbildung 2-9). Das Verfahren befindet sich in der Erprobungsphase und seine Auswirkung auf die Potenziale können erst nach Umsetzung der ersten Demonstrationsanlage realistisch abgeschätzt werden.

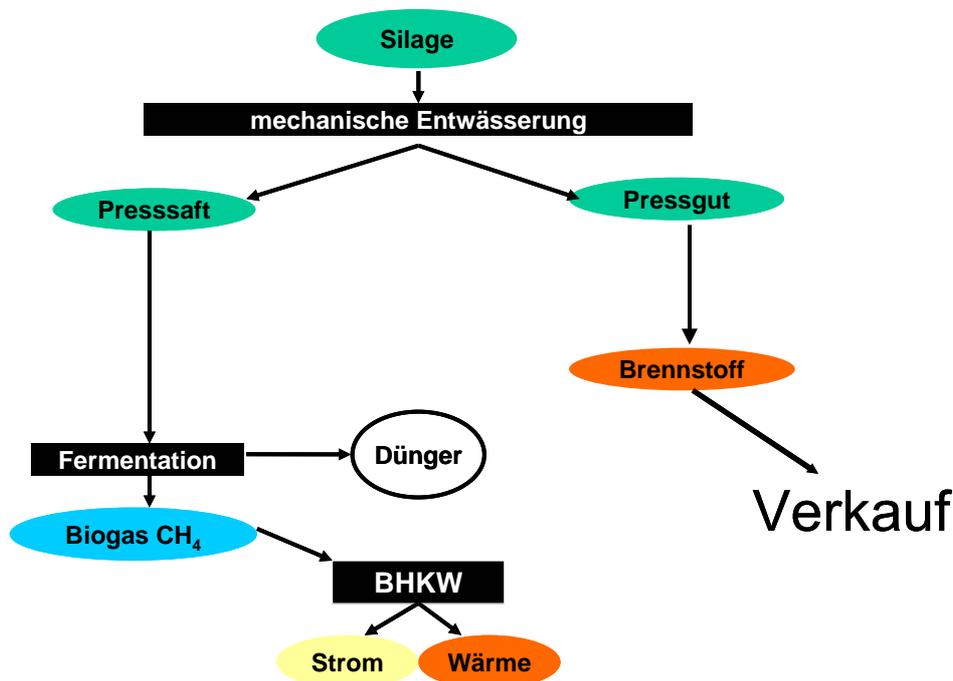


Abbildung 2-9: Kombiniertes Verfahren zur Biogas- und BtL-Produktion /70/

Für die Aufbereitung von Biogas auf eine Kraftstoffqualität stehen Lösungen ab einer Größenordnung von etwa 300 m³ Biogas/Stunde zur Verfügung, mit der etwa 160 m³ aufbereitetes Gas pro Stunde erzeugt werden. In der Regel wird die Biogasanlage weiterhin auch an ein BHKW Biogas liefern, u.a. um die Prozesswärme zu erzeugen oder um auch bei stockendem Kraftstoffabsatz das anfallende Biogas zu nutzen. Daher dürfte die Mindestanlagengröße bei etwa 500 m³ Biogas/h liegen. Daraus ergibt sich eine notwendige Rohstoffanbaufläche in der Größenordnung von 300 bis 400 ha (je nach Einsatz anderer Stoffe, v.a. Gülle). Anbauflächen dieser Größenordnung sind bei reiner BHKW Nutzung für Anlagen im Bereich von 0,8 bis 1 MW_{el} üblich. In Nordhessen bestünden hinreichende technische Biomassepotenziale, um derartige Anlagen umzusetzen.

Da bei Biokraftstoffen ein dem „nawaro-Bonus“ des EEG vergleichbarer Anreiz für den Anbau von Energiepflanzen nicht besteht, bietet sich für die Biokraftstoffproduktion insbesondere der Einsatz von Reststoffen, wie Bioabfall, Speisereste, Rapskuchen, Biertre-

ber, Glycerin aus der Biodieselproduktion oder Ähnliches an. Auch die Kombination mit Deponie- oder Klärgas ist eine Option für die Bio-Methanerzeugung.

2.3 POTENZIALE FÜR KRAFTSTOFFE DER ZWEITEN GENERATION

Als Rohstoff für die synthetischen Kraftstoffe der so genannten „zweiten Generation“ können sämtliche kohlenstoffhaltigen Biomassen verwendet werden, da einer der ersten Aufbereitungsschritte die Vergasung der Ausgangssubstanzen darstellt. Für die Vergasung ist ein Trockenmassegehalt von mindestens 85 % Voraussetzung, Rohstoffe mit einem höheren Wassergehalt müssen vor diesem Prozess getrocknet werden. Die bisher erprobten Verfahren zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe sind auf Basis von Holz und Stroh entwickelt worden, die Aufbereitung feuchterer Ausgangsstoffe, wie z. B. einjähriger Energiepflanzen oder Bioabfälle, befindet sich derzeit noch in einer frühen Phase der technischen Erprobung.

Die Automobilindustrie hat großes Interesse an der Entwicklung synthetischer Kraftstoffe, da sich die Motoren optimal darauf hinentwickeln lassen und gleichzeitig sowohl der Kraftstoffverbrauch als auch der Schadstoffausstoß gesenkt werden kann. Darüber hinaus können diese Kraftstoffe auch in derzeitigen Motoren eingesetzt und ohne neue Infrastruktur vertrieben werden. Als Modell der Zukunft gilt ein Hybridmotor, der die Energieeffizienz des Dieselmotors mit dem geringeren Schadstoffausstoß des Benzinmotors vereint (combined combustion motor) /38/.

2.3.1 HOLZ

Für die bisher erprobten Vergasungsverfahren stellt Holz den bedeutendsten Rohstoff dar. Es verfügt über eine für biogene Energieträger verhältnismäßig hohe Energiedichte sowie geringe Asche- und Schadstoffgehalte. Seine physikalische Struktur ermöglicht eine problemlose Aufarbeitung auf die von den unterschiedlichen Verfahren benötigte Stückgröße.

Tabelle 2-2 gibt einen Überblick über das im Regierungsbezirk Kassel technisch verfügbare Holzpotenzial in den Landkreisen. Besonders waldreich sind die Kreise Frankenberg, Schwalm-Eder und Kassel. Insgesamt beläuft sich das Holzpotenzial im RB Kassel auf knapp 480.000 Mg pro Jahr /41/.

Tabelle 2-2: technisches Holzpotenzial (ohne holzigem Grünabfall) im RB Kassel

technisches Potenzial Holz [Mg/a] (Waldrestholz, Sägenebenprodukte, Altholz, Landschaftspflegeholz)	
Stadt Kassel	13.000 Mg/a
LK Fulda	70.000 Mg/a
LK Hersfeld-Rotenburg	59.000 Mg/a
LK Kassel	81.000 Mg/a
LK Schwalm-Eder	80.000 Mg/a
LK Waldeck-Frankenberg	104.000 Mg/a
Werra-Meißner-Kreis	71.000 Mg/a
RB Kassel gesamt	478.000 Mg/a

Im Energieholzmarkt hat sich in den letzten Jahren aufgrund steigender Preise für fossile Energieträger eine verstärkte Nutzungskonkurrenz im Segment des Waldrestholzes (Industrieholz) entwickelt. Dieses Segment wird durch die privaten Scheitholznutzer besonders stark nachgefragt, aber auch die Holzwerkstoffindustrie zeigt verstärktes Interesse an diesen Holzqualitäten. Ähnlich stark ist das Interesse an den Sägenebenprodukten. Dieses Material ist in Form von Hackschnitzeln als Brennstoff für Holzheizwerke begehrt, die Fraktion der Sägespäne wird vermehrt zur Herstellung von Holzpellets genutzt.

Für Althölzer sind die Absatzwege häufig schon langjährig festgelegt, freie Altholzmen-gen der Klasse I und II (unbehandelt) sind kaum zu finden. Dagegen ist das Potenzial an Landschaftspflegeholz bisher weitgehend ungenutzt. Der Anteil dieser Fraktion am Gesamtholzpotenzial im RB Kassel liegt mit ca. 21.000 Mg/a bei lediglich ca. 4,5 % des technischen Energieholzpotenzials, eine Sammellogistik ist bisher noch nicht etabliert. Zudem treten in dieser Holzfraktion aufgrund höherer Blatt- und Rindenanteile die größten Qualitätsschwankungen auf.

Ende 2004 wurden 78 % der aus Biomasse erzeugten Energie in Nordhessen aus holziger Biomasse erzeugt. Rein rechnerisch wird ca. die Hälfte des im RB Kassel verfügbaren Energieholzanteiles bereits energetisch genutzt. Den größten Anteil bestreiten dabei die privaten Haushalte mit der Scheitholznutzung. Die Schornsteinfegerinnung Hessen bereitet derzeit eine Aktualisierung dieser Erhebung vor. Es ist anzunehmen, dass die Scheitholznutzung in den privaten Haushalten bis zum heutigen Zeitpunkt noch zuge-nommen hat. Diese Entwicklung führt zu steigenden Holzpreisen, so dass voraussichtlich für die Verarbeitung zu BtL-Treibstoffen kaum preisgünstige regionale Potenziale akti-vierbar sein werden.

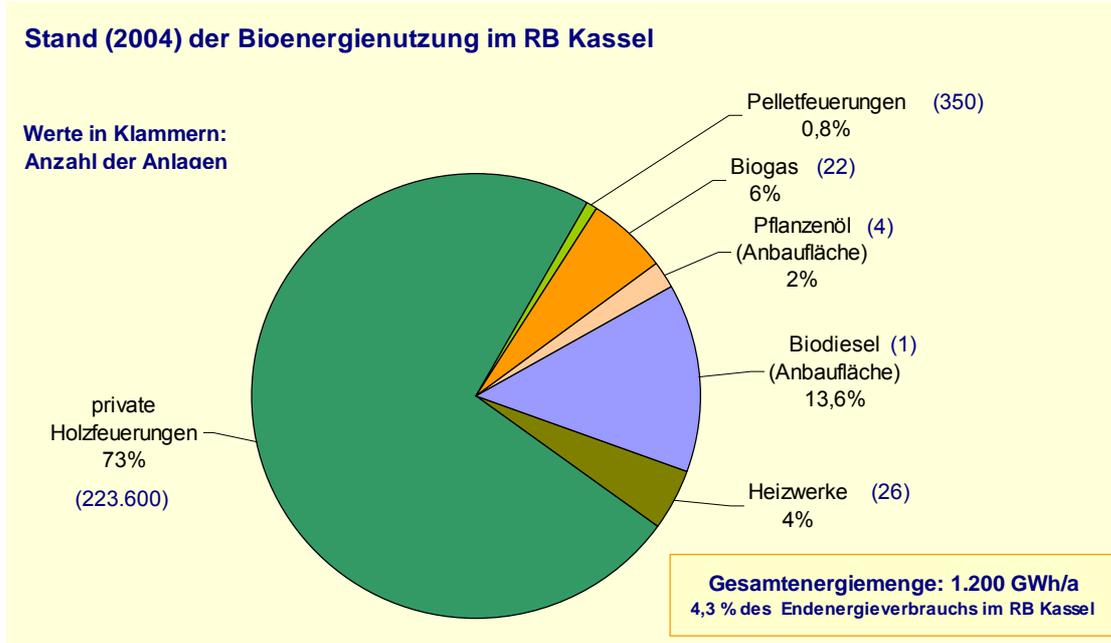


Abbildung 2-10: Stand der Bioenergieerzeugung im RB Kassel / Anteil holziger Biomasse /41/

2.3.2 STROH

Die Verfahren zur Erzeugung von BtL-Kraftstoffen sind derzeit noch auf die Bereitstellung trockener Biomasse mit einem Wassergehalt von 15 % bis 20 % ausgerichtet. Stroh als Reststoff des Getreideanbaus fällt üblicherweise bei der Getreideernte mit einem Wassergehalt von ca. 15 % an. Falls erforderlich, kann es problemlos nachgetrocknet und auch ohne weitere Behandlung gelagert werden. Ein Großteil des Strohs fällt als Reststoff an und wird teilweise aus Gründen der Entsorgung, aber auch für die Humusproduktion auf dem Acker belassen.

Für die Einstreu von Ställen werden lediglich ca. 30 % der Strohmenge benötigt. Aus logistischen und pflanzenbaulichen Gründen ist zudem davon auszugehen, dass von den verbleibenden 70 % der Strohmenge, die dann theoretisch für eine energetische Nutzung verfügbar wären, nochmals die Hälfte auf dem Acker verbleibt, so dass ca. 35 % der in Nordhessen erzeugten Strohmenge für die Verwendung als Grundstoff in der Treibstoffherstellung zur Verfügung stünden /41/. Für den Regierungsbezirk Kassel ergibt sich aus diesen Überlegungen eine Strohmenge von gut 236.000 Mg/a (vgl. Tabelle 2-3).

Tabelle 2-3: Stroherträge und Strohpotenzial in Nordhessen (RB Kassel) /41/

	Stadt Kassel	LK Fulda	LK Hersfeld-Rotenburg	LK Kassel	LK Schwalm-Eder	LK Waldeck-Frankenberg	Werra-Meißner-Kreis	RB Kassel gesamt
Getreideanbaufläche in ha	269	19.805	14.922	24.398	34.339	26.357	15.042	135.132
Strohertrag Mg/a	1.345	99.025	74.610	121.990	171.695	131.785	75.210	675.660
technisches Potenzial Mg/a	471	34.659	26.114	42.697	60.093	46.125	26.324	236.481

Von Seiten des Bodenverbandes Werra-Meißner wird die Möglichkeit gesehen, über das berechnete Potenzial hinaus weitere Strohmengen verfügbar zu machen. Explizit auf die Strohbergung ausgerichtete Erntetechniken sollen 20 – 30 % höhere Erträge als in der eher konservativen Schätzung der Biomassepotenzialstudie Hessen angenommen ermöglichen. Zudem erfolgt die Tierhaltung in einigen Landkreisen, z. B. dem Schwalm-Eder-Kreis mit dem höchsten Strohpotenzial, vorwiegend einstreulos, so dass dadurch fast die kompletten Strohmengen für die Energiegewinnung verfügbar wären. Eine Einschränkung bei der Strohbergung ist aus Sicht des Bodenverbandes lediglich aus logistischen Gründen erforderlich, da die klein parzellierten Schläge in den Höhenlagen aus ökonomischen Gründen nicht in ein Transportkonzept einzubeziehen sind. Ein Verbleib von Strohanteilen zum Humusaufbau wird nicht für nötig erachtet, da mit der unterirdisch anfallenden Pflanzenmasse eine ausreichende Versorgung gegeben sei. Dieser Punkt wird zur Zeit in den landwirtschaftlichen Fachgremien jedoch noch diskutiert. Bei der Erstellung von Humusbilanzen wird von einer negativen Humuswirkung des Getreideanbaus bei Abfuhr des Strohs ausgegangen, die durch den Verbleib von mindestens der Hälfte der Strohmenge auf dem Acker ausgeglichen werden kann /3//75/.

Auch eine Bergung des Rapsstrohs ist nach Auffassung des Bodenverbandes Werra-Meißner möglich. Mit entsprechenden Abzügen von knapp 50 % hinsichtlich der Verfügbarkeit werden hier nochmals rund 100.000 Mg/a in das Logistikkonzept mit einbezogen. Insgesamt verbleibt nach diesen Berechnungen eine jährlich energetisch nutzbare Getreide- und Rapsstrohmenge von rund 630.000 Mg. Die folgende Tabelle 2-4 gibt einen Überblick über die unter diesen Annahmen verfügbaren Strohmengen in den Landkreisen des Regierungsbezirks Kassel.

Tabelle 2-4: *Verfügbare Strohmengen im RB Kassel nach Abschätzungen durch den Bodenverband Werra-Meißner.*

Landkreis	Getreidestroh gesamt	Rapsstroh gesamt	Getreidestroh max. verfügbar	Rapsstroh max. verfügbar
Werra-Meißner	113.000	22.000	59.580	13.760
Hersfeld-Rotenburg	100.000	21.000	45.670	11.320
Schwalm-Eder	306.000	53.000	201.440	29.710
Waldeck-Frankenberg	189.000	32.000	60.090	16.030
Kassel	222.000	38.000	113.520	18.980
Kassel Stadt	2.200	300	1.117	170
Fulda	130.000	26.000	50.316	10.030
Summe	1.062.000	192.000	532.000	100.000

Die Nutzung von Stroh zur direkten Wärmeerzeugung durch Verbrennung wird in Deutschland bisher kaum angewandt. Für die technischen Schwierigkeiten der Verschlackung von Brennrosten aufgrund der verhältnismäßig hohen Alkalianteile in Halmgütern stehen jedoch schon Lösungsvorschläge bereit. Die Pelletierung von Stroh verspricht

auch für die Verwendung in kleinen und mittleren Anlagen einen alternativen Brennstoff zu liefern. Bisher ist eine Konkurrenzsituation zur Verwendung von Stroh in BtL-Anlagen für Nordhessen jedoch nicht absehbar.

2.3.3 RESTSTOFFE UND GRÜNLAND

Die Verwendung von Bio- und Grünabfällen für die Herstellung von BtL-Kraftstoffen ist grundsätzlich bei den derzeit vorangetriebenen Verfahren angestrebt (vgl. Kapitel 3.2), aber noch nicht vollständig technisch umgesetzt. Tabelle 2-5 gibt einen Überblick über die in Nordhessen für eine energetische Verwertung verfügbaren Bio- und Grünabfallanteile.

Tabelle 2-5: Energetisch verwertbarer Anteil des Bio- und Grünabfallaufkommens in Nordhessen /41/

	Stadt Kassel	LK Fulda	LK Hersfeld-Rotenburg	LK Kassel	LK Schwalm-Eder	LK Waldeck-Frankenberg	Werra-Meißner-Kreis	RB Kassel gesamt
tech. Potenzial Bioabfall [Mg/a]	9.372	8.824	3.035	20.304	12.814	18.179	7.697	80.200
tech. Pot. nasser Grünabfall [Mg/a]	3.280	3.088	1.062	7.106	4.485	6.363	2.694	28.100
tech. Pot. holz. Grünabfall [Mg/a]	2.109	1.985	683	4.568	2.883	4.090	1.732	18.100
tech. Potenzial Grünabfall [Mg/a]	5.400	5.100	1.700	11.700	7.400	10.500	4.400	46.200

An die Rohstoffe werden bei allen Vergasungsverfahren einige grundsätzliche Anforderungen gestellt. Ein wichtiges Kriterium ist der Wassergehalt. Für den Vergasungsvorgang nach den Verfahren von CHOREN und dem Forschungszentrum Karlsruhe sollte er unter 15 % liegen, bei höheren Wassergehalten muss eine Trocknung vorgeschaltet werden. Für andere Verfahren, z. B. die kombinierte Wirbelschicht des Biomasseheizkraftwerkes Güssing /67/, spielt der Wassergehalt eine untergeordnete Rolle.

Neben dem niedrigen Wassergehalt ist ein niedriger Aschegehalt der Rohstoffe von Vorteil, um eine möglichst hohe Treibstoffausbeute zu gewährleisten. Einige Vergasungsverfahren, wie z. B. die Verfahren von CHOREN und FZK, erfordern aus technischen Gründen niedrige Aschegehalte, während der Aschegehalt z. B. im Biomassekraftwerk Güssing keinen begrenzenden Faktor darstellt /87/.

Mit dem Wasser- und dem Aschegehalt steht der untere Heizwert (Hu) der Rohstoffe in engem Zusammenhang. Die Rohstoffe zur BtL-Produktion sollten einen Heizwert von 6.000 kJ/kg FS nicht unterschreiten, ein Wert von 8.000 kJ/kg FS ist erstrebenswert. Der Heizwert Hu von Bioabfällen und Kompost liegt bei ca. 5.000 kJ/kg FS, der Aschegehalt liegt mit durchschnittlich 30 % verhältnismäßig hoch. Wesentlich günstiger stellt sich in diesem Zusammenhang Grünabfall dar. Hier bestehen zudem erhebliche Unterschiede zwischen den bei 10, 20 und 40 mm durchgeführten Siebschnitten. Mit einem Wassergehalt von ca. 40 %, Aschegehalten zwischen 6 und 11 % sowie unteren Heizwerten zwischen 8.900 und 9.800 kJ/kg FS weisen die Siebfraktionen > 20 mm günstige Eigenschaften für die Vergasung auf. Durch eine zweiwöchige Kompostierung lassen sich die Wassergehalte deutlich reduzieren, was zu einer deutlichen Steigerung des unteren

Heizwertes Hu auf ca. 15.000 kJ/kg FS führt /18/. Der Heizwert von luftgetrocknetem Holz, das als Rohstoff für die BtL-Produktion erprobt ist, liegt bei ca. 14.200 kJ/kg FS.

Bedingt durch die Zuführungstechniken zur Vergasung und auch durch den Aufbau der Vergaser selbst können zudem keine Verunreinigungen durch Mineralien toleriert werden. Lediglich in Verfahren mit zirkulierender Wirbelschicht (Biomassekraftwerk Güssing) können Siliziumanteile in Sandkorngröße mitverarbeitet werden /18/.

Für die Verarbeitung in einer BtL-Anlage kommen demnach also hauptsächlich Grünabfälle in Betracht, für die Energiegewinnung aus Bioabfall bieten sich vor allem aufgrund der hohen Wassergehalte Vergärungstechniken an. Im Regierungsbezirk Kassel ist mit einer jährlich anfallenden Grünabfallmenge von insgesamt ca. 80.200 Mg zu rechnen. Als technisch verwertbar können 75 % des Holzigen Anteils und 50 % des nassen Anteils gelten, so dass letztendlich ca. 46.200 Mg für die Verwertung als BtL-Rohstoff in Nordhessen zur Verfügung stünden.

Die Rationalisierung der landwirtschaftlichen Tierhaltung führte in den letzten Jahren verstärkt zu einer Aufgabe von Grünländern auf Grenzstandorten. Als Folge stellt sich eine Verbuschung der klein parzellierten Kulturlandschaft der nordhessischen Mittelgebirge ein. Ein Offenhalten dieser Standorte wäre aus naturschutzfachlicher Sicht wünschenswert. Für den RB Kassel wird davon ausgegangen, dass mittelfristig ca. 20 % des Grünlandes für energetische Nutzungszwecke verfügbar sein werden. Aufgrund logistischer und naturschutzfachlicher Einschränkungen wird das technische Potenzial nochmals um 25 % reduziert. Für den RB Kassel ist demnach mit einer verfügbaren Grünlandfläche von 24.000 ha zu rechnen. Bei einem durchschnittlichen Ertrag von 6 Mg TM pro ha und Jahr, der auch geringe Erträge von Grenzstandorten berücksichtigt, stünde für die Verwendung in einer BtL-Anlage eine Gesamtgrünschnittmenge von rund 100.000 Mg TM/a zur Verfügung /41/, die allerdings aufgrund der Lage und Größe der in Frage kommenden Flächen in der Regel mit hohen Bergungs- und Transportkosten behaftet sein dürften. Tabelle 2-6 gibt einen Überblick über die im RB Kassel für die energetische Nutzung technisch verfügbare Menge an Grünlandaufwuchs.

Tabelle 2-6: Energetisch verwertbarer Anteil des Grünlandaufwuchses in Nordhessen, verändert nach /41/

	Stadt Kassel	LK Fulda	LK Hersfeld-Rotenburg	LK Kassel	LK Schwalm-Eder	LK Waldeck-Frankenberg	Werra-Meißner-Kreis	RB Kassel gesamt
Potenzial energet. Nutzung [ha] (20% der Grünlandfläche, 75% techn. Pot.)	34	6.933	2.735	2.160	3.157	5.964	2.567	24.000
verfügbare Menge [Mg TM/a] (bei durchschn. 6 Mg TM/ha)	153	31.197	12.307	9.718	14.207	26.840	11.552	106.000

Ein Teil dieses Materials findet in Biogasanlagen Verwendung. Insbesondere der Aufwuchs von Flächen, die besonderen naturschutzfachlichen Auflagen unterliegen (z. B. späte Mahdtermine), ist jedoch für die Vergärung nur bedingt geeignet. Für diese Materialien, die immer noch einen höheren Wasser- und Nährstoffgehalt als z. B. Stroh aufweisen, besteht bisher auch in der Vergasungstechnik noch keine umfangreiche Erfahrung.

rung. Derzeit wird die Weiterentwicklung des so genannten Biolog-Konzeptes unter anderem von der FNR gefördert. Die Methode nach Prof. Scheffer sieht vor, die Wasseranteile und damit den größten Teil der Nährstoffe aus der Biomasse abzupressen und in einer Biogasanlage zu verwerten. Die verhältnismäßig heizwertreichen Pressrückstände sollen getrocknet dann in Vergasungs- oder Verbrennungsanlagen eingesetzt werden (vgl. 3.1.4).

2.3.4 ENERGIEPFLANZEN

Ein ökologischer Vorteil der BtL-Kraftstoffe gegenüber den Kraftstoffen der „1. Generation“ liegt in der Möglichkeit, bei der Nutzung von Energiepflanzen den gesamten Aufwuchs einer Fläche zu verwerten. Pflanzenöl, Biodiesel und Methanol werden lediglich aus einem Teil der Erntemenge, den Früchten, hergestellt, wobei allerdings auch die Reststoffe und Koppelprodukte energetisch genutzt werden können. Die komplette Nutzung des Aufwuchses soll BtL-Erträge in der Größenordnung von ca. 4.000 l/ha ermöglichen.

Bisher befindet sich die Verwertung von einjährigen Energiepflanzen mit hohem Wasser- und Nährstoffgehalt für die Vergasung jedoch noch im Entwicklungsstadium. Die Demonstrations- und Pilotanlagen wurden auf die Verwendung von Holz und Stroh ausgelegt.

Die Entwicklung im Bereich der Bioenergienutzung lässt erwarten, dass der Energiepflanzenanbau zukünftig auf 30 % der Ackerfläche (ohne Hackfruchtfläche) ausgeweitet werden kann, ohne die Sicherstellung der Nahrungsmittelproduktion zu gefährden. Als Potenzial für den RB Kassel ergibt sich aus dieser Annahme eine Fläche von rund 61.000 ha mit einem durchschnittlichen Gesamtjahresertrag von 975.000 Mg. Der Schwerpunkt liegt in den nordwestlichen Landkreisen Kassel, Schwalm-Eder und Waldeck-Frankenberg.

Tabelle 2-7: Potenziell verfügbare Menge an Energiepflanzen im RB Kassel (30 % der Ackerfläche ohne Hackfrüchte für Energiepflanzenanbau)

	Stadt Kassel	LK Fulda	LK Hersfeld-Rotenburg	LK Kassel	LK Schwalm-Eder	LK Waldeck-Frankenberg	Werra-Meißner-Kreis	RB Kassel gesamt
Potenzial für NawaRo [ha] (30% der Ackerfläche ohne Hackfrüchte)	143	8.481	6.865	11.623	14.939	11.801	7.108	61.000
verfügbare Menge [Mg TM/a] (bei durchschn. 16 Mg TM/ha)	2.294	135.691	109.834	185.966	239.016	188.808	113.731	975.000

Diese Mengen würden jedoch nicht allein für die Versorgung von BtL-Anlagen zur Verfügung stehen. Im RB Kassel werden bis Ende 2006 32 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 7.525 kW_{el.} in Betrieb sein. Zur Versorgung dieser Anlagen mit Energiepflanzen ist eine Fläche von rund 3.000 ha anzusetzen. Das erneuerbare Energien Gesetz (EEG) hat das Interesse am Betrieb von Biogasanlagen deutlich verstärkt und damit den Energiepflanzenmarkt belebt.

Ein Teil der für den Energiepflanzenanbau verfügbaren Ackerfläche wird bereits für den Anbau von Raps zur Versorgung von Biodieselanlagen in Zusammenarbeit mit dem Wetterauer Agrarservice genutzt (vgl. Kap. 2.2.1).

2.3.5 FAZIT - POTENZIALE FÜR KRAFTSTOFFE DER ZWEITEN GENERATION

Es ist davon auszugehen, dass für die Verwendung in einer BtL-Anlage in der Region Nordhessen hauptsächlich Stroh ohne eine konkurrierende Nutzung verfügbar wäre. Die aktuell mobilisierbare Menge liegt bei rund 300.000 Mg/a und könnte nach Ansicht des Bodenverbandes in Abhängigkeit von der Ernte- und Bergungstechnik sowie dem zukünftigen Bedarf in Bezug auf die Strohdüngung zum Humuserhalt nochmals deutlich gesteigert werden. Eine Verstärkung des Energiepflanzenanbaus könnte allerdings auf Kosten des Getreideanbaus erfolgen und zu einem leichten Rückgang der verfügbaren Stroh-mengen führen.

Für den Rohstoff Holz ist in erster Linie eine stoffliche Nutzung anzustreben, da sie die höchste regionale Wertschöpfung bietet. Der energetisch nutzbare Anteil wird stark von konkurrierenden Verbrauchern nachgefragt. Rechnerisch wird zur Zeit rund die Hälfte des technischen Potenzials bereits genutzt, so dass 240.000 Mg/a verfügbar wären. Waldrestholz wird in steigendem Maß von Privathaushalten und kleineren Heiz(kraft)werken genutzt, Sägenebenprodukte werden ebenfalls stärker von Heiz(kraft)werken sowie der Pelletindustrie nachgefragt. Auch die Holzverarbeitende Industrie (Spanplatten- und Zellstoffwerke) zeigen einen verstärkten Bedarf an Industrieholz und Sägenebenprodukten. Es ist somit nicht zu erwarten, dass zukünftig in Nordhessen größere Holzchargen preisgünstig für die Verarbeitung zu BtL zur Verfügung stehen werden.

Aus dem Bereich der Reststoffe sind hauptsächlich die Grünabfälle als Rohstoff für die BtL-Herstellung geeignet. Aus diesem Segment ist mit einer Menge von 46.200 Mg TM/a zu rechnen, die ohne nennenswerte Nutzungskonkurrenz verfügbar wäre.

Ein Teil der Grünlandflächen in Nordhessen wird aufgrund rückläufiger Viehbestände nicht mehr für die Produktion von Heu und Silagen genutzt. Von diesen Flächen steht der Aufwuchs von rund 100.0000 Mg TM/a für eine energetische Nutzung zur Verfügung. Das Material ist für die Vergärung geeignet, das Verhalten in der Vergasung wird derzeit noch erprobt.

Vom Energiepflanzenanbau im RB Kassel ist, bei einer zukünftigen Nutzung von 30 % der Ackerfläche, die Bereitstellung von rund 975.000 Mg TM/a zu erwarten. Mit ca. 5 % wird bisher nur ein kleiner Teil dieses Potenzials in Biogasanlagen verwendet. Allerdings befindet sich die Technik zur Vergasung wasser- und nährstoffreicher Biomasse derzeit noch im Entwicklungsstadium. Die Möglichkeiten der Trennung von Flüssig- und Festphase durch Abpressen (BioLog-Verfahren nach Prof. Scheffer) werden derzeit erforscht.

Die ökologische Bewertung der Rohstoffe ergibt eindeutige Vorteile für die Verwendung von Reststoffen wie Waldrestholz, Grünabfälle und Stroh für die BtL-Herstellung, da bei

diesen Biomassefraktionen die Umweltnachteile durch den Anbau, wie z. B. Versauerungstendenzen, erhöhter Nährstoffeintrag in Böden oder Beeinträchtigungen der Ozonschicht, entfallen /46/. Von diesen Reststoffen könnten in Nordhessen theoretisch rund 600.000 Mg pro Jahr verfügbar gemacht werden. Wie bereits erwähnt, ist die Nutzungskonkurrenz für den Rohstoff Holz jedoch hoch, so dass hier verhältnismäßig hohe Preise zu erwarten sind.

3 TECHNOLOGIE UND ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Aus den Richtlinien der EU, die ihren Mitgliedsstaaten auf dem Wege indikativer Verpflichtungen Mengenziele für den Einsatz von Biokraftstoffen vorgibt, ergeben sich trotz zunächst relativ klein erscheinender Prozentzahlen nicht unerhebliche Biokraftstoffmengen, die in den entsprechenden Zeiträumen eingesetzt werden müssen (vgl. Tabelle 1-2 auf Seite 6) und in Deutschland vor allem im Biokraftstoffquotengesetz (vgl. Abbildung 1-4 auf Seite 8) ihre Umsetzung erfuhren. Dies setzt einen Zubau der derzeit bestehenden Anlagenkapazität in Deutschland und bisher schwer abzuschätzende Im- und Exporte von Biokraftstoffen voraus. Gleichzeitig eröffnet die Gesamtquote des Biokraftstoffquotengesetzes einen Teilwettbewerb der Biokraftstoffe untereinander um die ökonomisch besten Lösungen.

In der nachfolgenden Übersicht sind die Biokraftstoffe erster und zweiter Generation hinsichtlich ihrer zu erwartenden Produktionskosten und Kraftstoffpotenziale dargestellt (s. Abbildung 3-1). Tendenziell wird für zukünftige Kraftstoffe mit höheren Produktionskosten bei steigendem Produktionspotenzial gerechnet. Während für Biodiesel schon seit einigen Jahren ein wachsender inländischer Markt besteht, konnten sich in der Vergangenheit im Bereich der Biokraftstoffe Bioethanol und Biogas in anderen Ländern behaupten (z. B. Bioethanol – Brasilien) oder zumindest in Teilbereichen (Biogas – Schweden) etablieren.

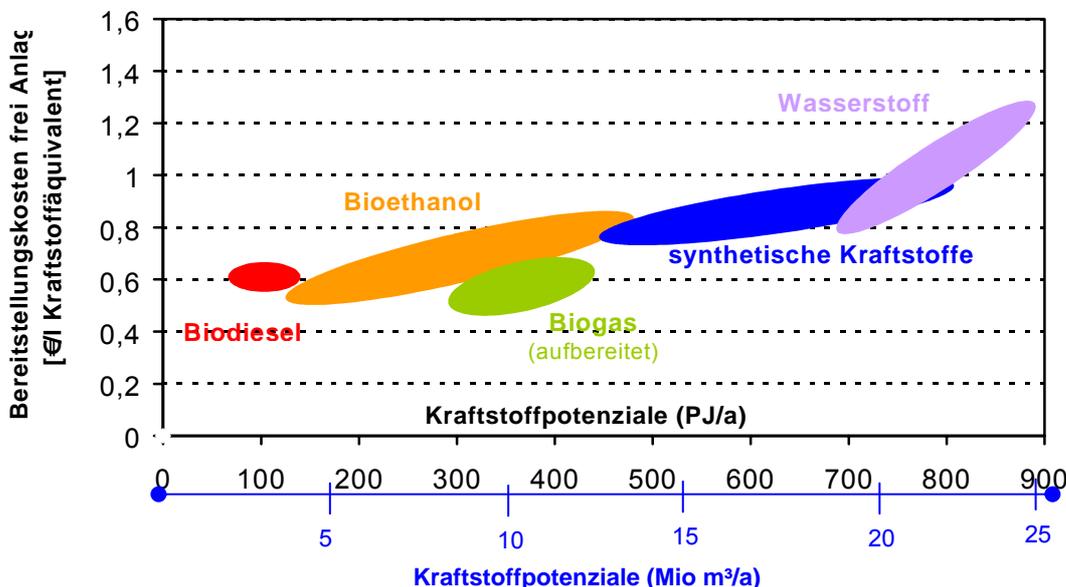


Abbildung 3-1: Potenziale (in PJ/a und Mio. m³/a) sowie Produktionskosten (€/l) von Biokraftstoffen in der EU (EU-25) - ergänzt nach /88/

In Deutschland ist die Verfügbarkeit des Biodiesels bereits an ca. 1.900 Tankstellen gegeben, so dass bei diesem Kraftstoff von einem belastbaren Datenmaterial bzw. Erfahrungspotenzial ausgegangen werden kann. Dagegen ist erst im Jahr 2006 die erste Tankstelle mit für Kraftfahrzeuge verfügbarem Biogas eröffnet worden (s. u.). Für den

Vertrieb von Bioethanol wurde Ende 2005 die erste Tankstelle in Bad Homburg zur Verfügung gestellt, mittlerweile sind ca. 50 Tankstellen hinzugekommen.

Auch wenn der Absatz der beiden letztgenannten Biokraftstoffe seit einem Jahr in Deutschland Einzug gefunden hat, so kann noch nicht von belastbaren Erfahrungswerten gesprochen werden. Die Voraussetzungen für die Produktion sind zwar regional z. T. gegeben, jedoch fehlen längere großtechnische Erfahrungen, auch die im Vertriebswesen.

Die Biokraftstoffe zweiter Generation haben ihre Eignung für den Einsatz in Kraftfahrzeugen bereits unter Beweis gestellt. Ihre großtechnische Erzeugung ist jedoch noch in der Vorbereitung durch Demonstrationsanlagen. Insofern sind die o. g. Produktionskosten als voraussichtliche Größen einzuordnen, die zunächst eine entsprechende Tendenz aufzeigen sollen.

In den folgenden Unterkapiteln wird die Verarbeitungstechnik zur Kraftstoffherstellung im Vordergrund stehen, wobei der Weg vom Rohstoff bis zum Biokraftstoff an Hand sehr unterschiedlicher Verfahren, bei denen auch der jeweilige Entwicklungsstand sehr verschieden sein kann, kompakt dargestellt wird. Ökonomische Parameter wie Produktionskosten und Verbraucherpreise werden - soweit bekannt - dargestellt. Nach der jeweiligen Verfahrensbeschreibung werden in einem Steckbrief die wichtigsten Parameter zusammengestellt.

3.1 KRAFTSTOFFE DER ERSTEN GENERATION

3.1.1 PFLANZENÖLKRAFTSTOFF

Als Rohstoffe zur Produktion von Pflanzenöl wird in erster Linie Raps verwendet, der unter den klimatischen Gegebenheiten gute Erträge und gute Ölqualitäten erbringt. Der durchschnittliche Ölgehalt des Raps liegt bei 40 %. Der Anbau von Sonnenblumen ist ebenfalls eine Option, jedoch ist die Ölproduktion deutlich teurer als beim Raps.

Weltweit betrachtet bieten auch Sojaöl, Palmöl und Olivenöl beträchtliche Potenziale. Aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung und ihrer Eigenschaften können sie in Mitteleuropa als Kraftstoff jedoch nur bedingt eingesetzt werden.

Für die **Herstellung** von Pflanzenöl werden in der Hauptsache zwei Verfahren angewendet: Die dezentrale Kaltpressung, die oft direkt in landwirtschaftlichen Betrieben oder Genossenschaften stattfindet, und die industrielle Gewinnung basierend auf Pressung, Hexanextraktion und Aufbereitung.

Bei der Kaltpressung in dezentralen Anlagen wird die gereinigte Ölsaart ausschließlich durch mechanischen Druck bei Temperaturen von max. 40°C ausgepresst; anschließend erfolgt das Abscheiden der Schwebstoffe durch Sedimentation und Filtration. Als Koppelprodukt bleibt neben dem Öl der Presskuchen mit einem Restölgehalt von mehr als 10%

übrig. Dieser Presskuchen ist eiweißreich und kann als wertvolles Tierfutter oder auch zur Bioenergieerzeugung genutzt werden.

Die Investitionskosten für eine dezentrale Ölmühle, zu der neben der eigentlichen Öl-
 presse auch die Reinigungsaggregate und Lagermöglichkeiten für Rohstoff und Kraftstoff
 hinzu gerechnet werden müssen, liegen zwischen 25.000 und 250.000 €. Trotz dieser
 Kapitalkosten wird der Betrieb einer dezentralen Ölmühle von den Rohstoffkosten und die
 Erlössituation vom Absatz des Rapskuchens bestimmt.

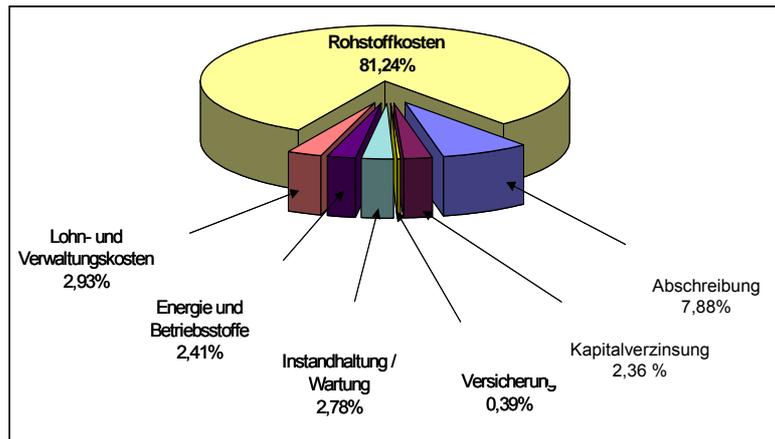


Abbildung 3-2 Typische Kostenstruktur einer dezentralen Ölsaatenverarbeitungsanlage /53/

Bei der zentralen Ölgewinnung werden die Ölsaaten zunächst vorbehandelt und dann bei höheren Temperaturen ausgepresst. In einem weiteren Prozessschritt wird aus dem verbleibenden Ölpressekuchen das restliche Öl mit Lösemitteln bei Temperaturen bis 80°C herausgelöst. In der nächsten Stufe werden die Lösemittel durch Verdampfen vom Öl abgetrennt. Im Vergleich zur Kaltpressung enthält das produzierte Öl einen höheren Anteil an unerwünschten Begleitstoffen, so dass sich noch ein weiterer Verfahrensschritt, die Raffination, anschließt. Nach dem Entfernen dieser Begleitstoffe erhält man als Endprodukt ein Pflanzenöl, welches als Vollraffinat bezeichnet wird. Als Reststoff bleibt das so genannte Extraktionsschrot übrig, das ebenfalls als eiweißreiches und nahezu ölfreies Tierfutter zum Einsatz kommt.

Vertrieben wird der Biokraftstoff in Deutschland über rund 250 Pflanzenöltankstellen. Da reines Pflanzenöl im Hinblick auf mögliche Umweltschädigungen (Brand-, Explosionsgefahr, Verschmutzung des Grundwassers) als unbedenklich eingestuft wird, lagern viele Nachfrager den Kraftstoff in eigenen Vorrattanks.

Der Rapsölpreis für den Endverbraucher liegt deutlich unter dem von Diesel und ist derzeit mit ungefähr 0,70 bis 0,80 €/l anzusetzen (vgl. Abbildung 3-7). Ab 2007 wird diese Differenz jedoch in Abhängigkeit von den Agrarrohstoffpreisen und den Preisen für mineralischen Diesel durch die schrittweise Einführung der Energiesteuer sinken. Von der Energiesteuer befreit sind nur die Land- und Forstwirtschaft, die sich mittelfristig als Haupteinsatzgebiete für Pflanzenölkraftstoffe etablieren dürften. Andere pflanzliche Öle sind z. T. deutlich günstiger am Markt. So lag der Großhandelspreis für Sojaöl Ende 2006

mit etwa 540 €/t deutlich unter dem für Rapsöl mit 650 €/t. Jedoch besteht mit dem Einsatz von Soja- oder Palmöl als Kraftstoff noch wenig Erfahrung. Der hohe Anteil mehrfach ungesättigter Fettsäuren von Sojaöl könnte zu verstärkten motortechnischen Problemen führen.

Zum Betrieb von Fahrzeugen mit Pflanzenöl sind zusätzliche Kosten für Umrüstungen in der Größenordnung von 2.000 und 4.500 € bei PKW und bis ca. 6.000 € bei LKW und landwirtschaftlichen Maschinen einzuplanen. Weiterhin sind höhere Wartungskosten, u. a. durch häufigere Ölwechselintervalle, anzusetzen, so dass sich der Einsatz von Pflanzenöl als Kraftstoff erst bei höheren Jahresfahrleistungen als lohnend erweist.

Der Einsatz von Pflanzenöl in PKW-Serienfahrzeugen ist in naher Zukunft nicht zu erwarten; hier wird sich die Verwendung auf den Nutzfahrzeugbereich (LKW, landwirtschaftliche Maschinen) beschränken.

Der Einsatz von Pflanzenöl in BHKW gewinnt seit der Novellierung des EEG im Jahr 2004 an Bedeutung (vgl. Abbildung 3-3), da sich die Wirtschaftlichkeit durch den für den Einsatz von Pflanzenöl gewährten „nawaro-Bonus“ auf die Stromeinspeisevergütung deutlich verbessert hat. Auch bleibt der Einsatz von Pflanzenöl in diesem Bereich von der Energiesteuer befreit.

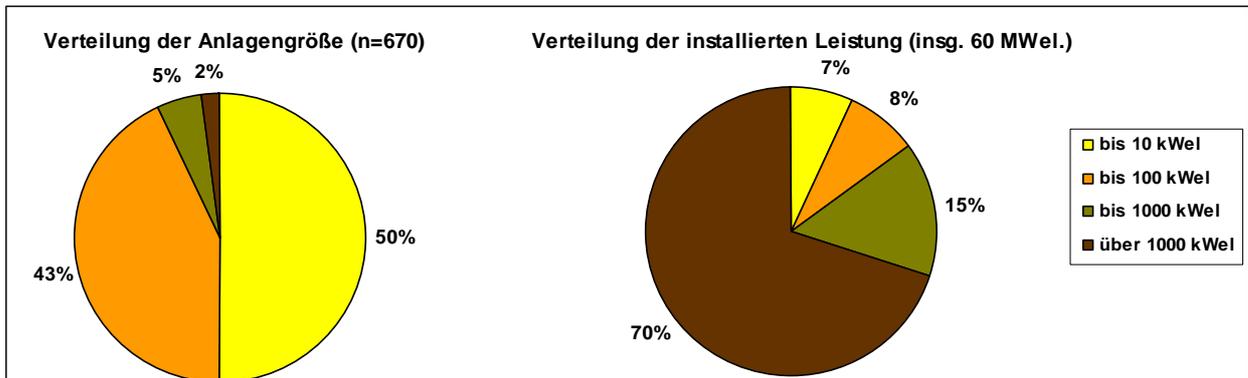


Abbildung 3-3: Verteilung der Anlagengröße und installierten Leistung von pflanzenölbetriebenen BHKW (Stand Februar 2006) /45/

Tabelle 3-1: Kennziffern und Standortanforderungen für Pflanzenölproduktionsanlagen unterschiedlicher Dimension

Steckbrief	Pflanzenöl (industriell)	Pflanzenöl (dezentral)
Qualität/Norm	V 51 605	V 51 605
Inputstoffe	Pflanzenöle	Rapsöl
Flächenproduktivität	1.550 l / ha (Raps)	1.300 l / ha (Raps)
Input:Output Verhältnis	Rapssaat :Pflanzenöl ~ 2,7:1	Rapssaat :Pflanzenöl ~ 3:1
Koppelprodukte	Extraktionsschrot	Rapskuchen
Anteil Koppelprodukte	ca. 60%	ca. 65 %
Nutzung Koppelprodukte	Proteinfuttermittel	Krafftutter, Coferment Biogasanlagen
Betrieb	kontinuierlich	kontinuierlich
typ. Anlagenkapazität [t Pflanzenöl/a]	> 250.000 t/a	30 - 500 t/a
Investitionskosten	keine Angaben	25.000 € - 250.000 €
Flächenbedarf (netto; Anlage ohne Verkehrsflächen)	> 2 ha	> 100 m ²
Standort	Gewerbe-Industrie (GI) oder Industriegebiet (I) gute Anbindung LKW-Verkehr Gleis- und Hafenananschluss	landwirtschaftliche Betriebe
Beschäftigte	100-250	Nebentätigkeit
Absatz	Pflanzenölkraftstoff Speiseöl	Pflanzenölkraftstoff Speiseöl
Synergien		eigene Futtermittelverwertung

Zwischenfazit Pflanzenölkraftstoffproduktion in Nordhessen

- Dezentrale Ölmühlen bieten grundsätzlich ein hohes Potenzial für regionale Wertschöpfung, wenn der Absatz des normgerechten Kraftstoffs und des Rapskuchens gesichert sind.
- Dennoch kann die Wertschöpfung für die Landwirtschaft über den Vertrieb des Rapses zu industriellen Ölmühlen und Rückkauf von Pflanzenöl / Biodiesel und Futtermittel wirtschaftlicher sein (EZG-nawaro).
- Aktuell hohe Rapspreise (250 €/t), die einsetzende Besteuerung von Pflanzenölkraftstoff außerhalb der Land- und Forstwirtschaft sowie wieder fallende Preise für mineralischen Diesel erschweren die wirtschaftliche Situation vieler Ölmühlen.
- Dezentrale Ölmühlen geringerer Kapazität, die im Wesentlichen für einen eng begrenzten lokalen Markt Kraftstoff und Futtermittel produzieren, dürften für diese wirtschaftlich angespannte Lage besser positioniert sein als Anlagen mittlerer Kapazität.
- Die Entwicklung zusätzlicher Anlagenkapazität zur Ölsaatenverarbeitung in Nordhessen kann trotz verfügbarer regionaler Rapsproduktion nur bei mittelfristig festen Absatzwegen für den Kraftstoff und den Rapskuchen empfohlen werden.
- Zur Absatzsicherheit kann auch der verstärkte Einsatz von Pflanzenöl-BHKW, z. B. in kommunalen Einrichtungen, beitragen.

3.1.2 BIODIESEL

Die **Herstellung** von Biodiesel erfolgt auf der Basis von Raps- und in zunehmendem Maße auch anderer Pflanzenölen und Fetten, die im Rahmen der oben beschriebenen Verfahren hergestellt werden. Zunächst erfolgt die Umesterung des Pflanzenöls, wobei dem Rapsöl ein Anteil von etwa 10 % Methanol, das meist fossilen Ursprungs ist, zugemischt wird (Abbildung 3-4). Des Weiteren erfolgt die Zugabe eines Katalysators³ mit einem Anteil von 0,5 bis 1 % bei einer Temperatur von 50 bis 80° C. In der folgenden chemischen Reaktion wird das Pflanzenölmolekül, welches aus Glycerin und drei Fettsäureketten besteht, aufgespalten. Danach verbinden sich die Fettsäuren mit Methanol zu Biodiesel. Als Koppelprodukt entsteht Glycerin, das z. B. in der Pharma- und Lebensmittelindustrie oder der Oleochemie Verwendung findet. Auch der Einsatz als Coferment in Biogasanlagen ist erprobt, wird aber derzeit aufgrund des Trends zu „nawaro“-Biogasanlagen wenig beschritten.

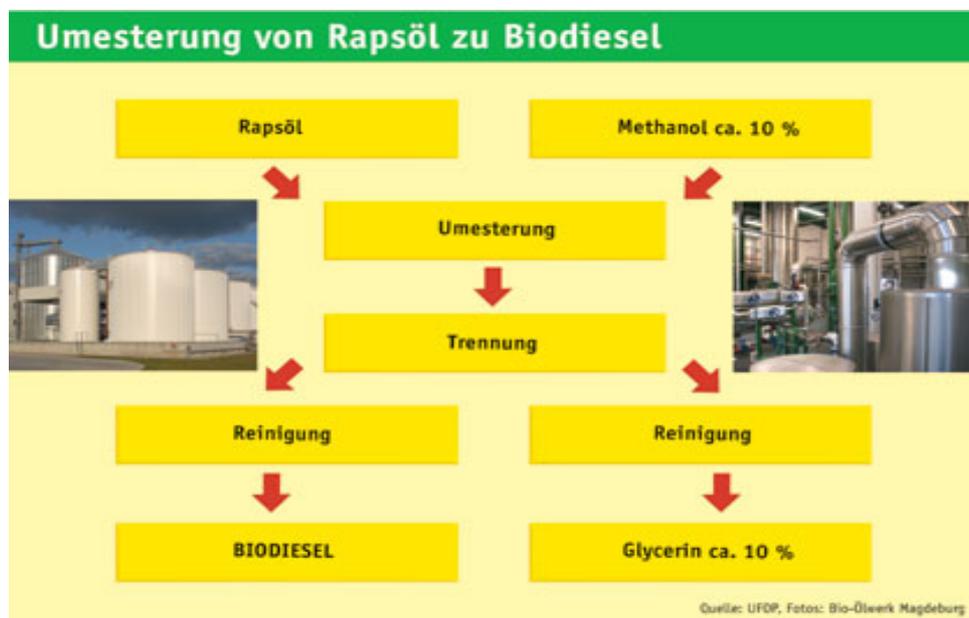


Abbildung 3-4: Verfahren zur Herstellung von Biodiesel aus Rapsöl (Quelle: UFOP)

Biodieselanlagen werden in einem sehr großen Leistungsbereich angeboten. Dezentrale Kleinanlagen arbeiten im Batchverfahren in Größenordnungen von 500 bis 5.000 t Biodiesel pro Jahr. Industrielle Anlagen werden in einem Kapazitätsspektrum von 20.000 bis 500.000 t Biodiesel pro Jahr errichtet. Die Investitionskosten für Kleinanlagen liegen bei 250.000 - 500.000 € und bei industriellen Anlagen in Abhängigkeit von der Größenordnung und den Verfahren zwischen 8 und 30 Millionen €.

Besonders hervorzuheben sind die Standortanforderungen, die an industrielle Biodieselanlagen gestellt werden. Neben der standörtlichen Ausweisung als Gewerbe- oder In-

³ Na- oder K-Hydroxid bzw. Na- oder K-Methylat; weitere Additive fallen häufig unter das Betriebsgeheimnis

dustriegebiet sollte auch eine ausreichende Verkehrsanbindung gegeben sein. Ein Gleisanschluss sowie Zugang zu Hafenanlagen ist mit zunehmender Anlagengröße für die Rohstoffversorgung und den Vertrieb des Biodiesels besonders wichtig.

Durch die Umesterung zu Biodiesel entsteht ein Kraftstoff, der in einer Vielzahl von Motoren (v. a. bei Nutzfahrzeugen und landwirtschaftlichen Maschinen) direkt oder mit nur geringen Umrüstungen eingesetzt werden kann. Hinsichtlich Viskosität und Zündverhalten weist der Biodiesel ähnliche Eigenschaften wie der fossile Diesel auf. Somit kann auch unter Verwendung von Additiven eine Wintertauglichkeit bis zu -20 °C erreicht werden. Diese und weitere Anforderungen an Biodiesel sind in der Norm DIN EN 14214 hinterlegt, die wiederum in Deutschland durch Aufnahme in die Kraftstoffqualitäts- und Kennzeichnungsverordnung der 10. BImSchV gesetzlich verankert worden ist.

Ein neues Verfahren, das für die großtechnische Herstellung von Biodiesel durch die finnische Raffineriegesellschaft Neste-Oil entwickelt wurde, wird derzeit erstmals am Stammsitz der Neste-Oil umgesetzt. Die Erzeugung des sogenannten HVO („Hydrogen Treated Vegetable Oil) oder auch als „NEx-BtL“ bezeichneten Kraftstoffes erfolgt im Wesentlichen durch die Zugabe von 2 - 3% Wasserstoff (vgl. Abbildung 3-5). Dabei entsteht als Koppelprodukt Propan durch die Hydrierung des Glycerins. Die Vorteile dieses Verfahrens liegen in den sehr günstigen Emissionseigenschaften von NExBtL und dem hohen Anteil (> 97%) biogener Komponenten.

Diese Anlagen dürften u.a. wegen des Wasserstoffbedarfs und ihrer Investitionskosten in Höhe von 100 Mio. € für Raffineriestandorte geeignet sein. Die Kapazität der ersten finnischen Anlage liegt bei 170.000 t/a

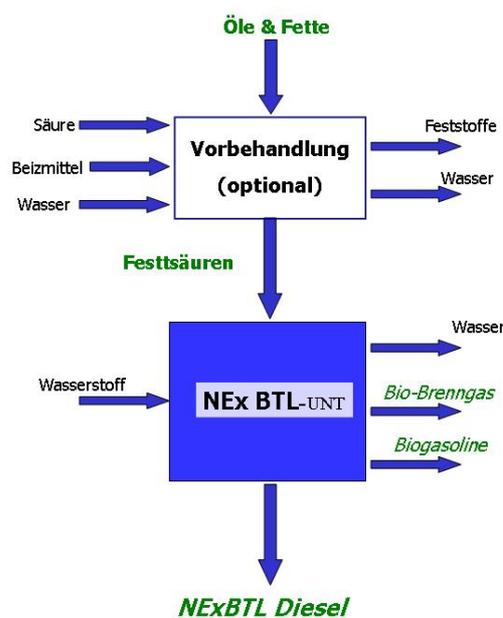


Abbildung 3-5: Das Produktionsprinzip für NExBtL /63/

Hinsichtlich der **Produktionskosten** von Biodiesel sind die Rohstoffe der Biodieselproduktion entscheidend. Neben dem vorstehend beschriebenen Herstellungsprozess aus Rapsöl kann Biodiesel auch aus Sojaöl, Palmöl oder dem im vorhergehenden Hauptkapitel dargestellten Altfett produziert werden. Zum einen müssen die unterschiedlichen Rohstoffkosten in Ansatz gebracht werden, zum anderen sind auch die Prozessabläufe bei den verschiedenen Rohstoffen nicht einheitlich. Auch die Wintereigenschaften des Biodiesels, der sogenannte CFPP-Wert, ist vom Ausgangsprodukt (und der Additivierung) abhängig. Während Biodiesel aus Rapsöl ohne Additivierung einen CFPP Wert von -10°C erreicht, liegt dieser bei Soja und Palmöl deutlich höher, so dass diese Rohstoffe nur in den wärmeren Monaten zur Biodieselherstellung eingesetzt werden können.

Nachstehend (Abbildung 3-6) sind die Produktionskosten mit ihren Spannweiten im Hinblick auf die einzelnen Rohstoffe aufgeführt sowie deren perspektivische Entwicklungen im Jahr 2010 dargestellt. Die zweifelsohne geringsten Rohstoffkosten liegen im Bereich der Altfette, was sich auch in den relativ niedrigen Produktionskosten niederschlägt. Das importierte Sojaöl hat aufgrund der preisgünstigeren Produktionsmöglichkeiten in Niedriglohnländern einen Produktionskostenvorteil gegenüber dem überwiegend hierzulande hergestellten Rapsöl, was sich auf die maximalen Gestehungskosten für Biodiesel aus Sojaöl auswirkt. Sie sind geringfügig niedriger als die maximalen Gestehungskosten für Biodiesel aus Rapsöl.

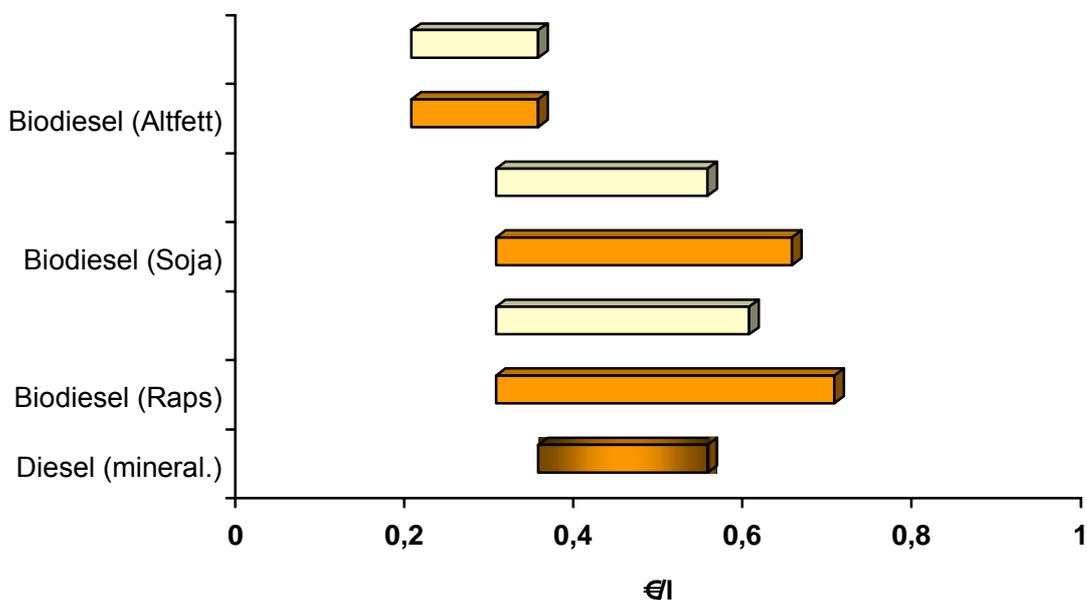


Abbildung 3-6: Kosten der Biodieselproduktion aus verschiedenen Rohstoffen im Vergleich zu mineralischem Diesel - aktuell (2006 in orange) und perspektivisch (2010 in gelb) /97/

In der nachfolgenden Übersicht (Abbildung 3-7) wird die Entwicklung der für den Verbraucher relevanten Kraftstoffpreise für verschiedene Dieselsorten, Rapsölkraftstoff und Rohöl aufgezeigt. Es fällt auf, dass der Rohölpreis und somit auch der Preis von Die-

selkraftstoff besonders seit Mitte 2003 erheblich angestiegen ist. Ähnliche Preissteigerungen sind auch beim Biodiesel zu erkennen.

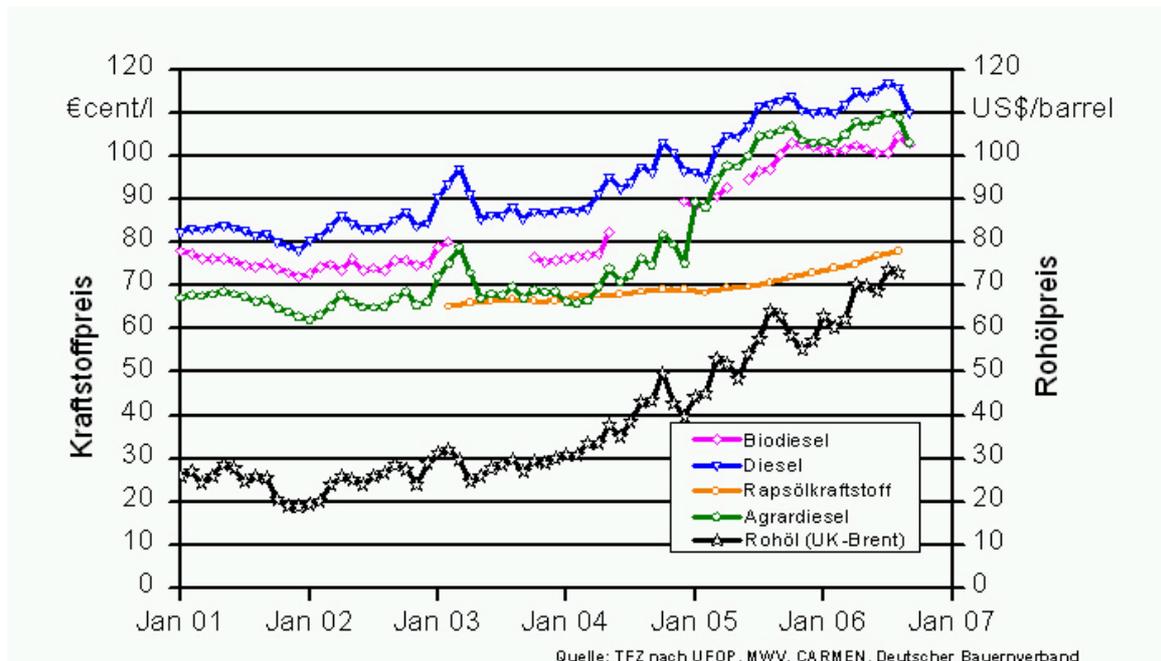


Abbildung 3-7: Entwicklung der Kraftstoffpreise bei verschiedenen Dieselsorten und Rapsölkraftstoff im Vergleich zu Rohöl seit dem Jahr 2001 /78/

Der Preis für den Rapsölkraftstoff liegt auf einem deutlich niedrigeren Niveau, er ist seit dem Jahr 2003 jedoch ebenfalls angestiegen. Seit der Einführung der neuen Agrardieselregelung, durch die zum 01.01.2005 die Mineralöl- und Energiesteuerrückvergütung zurückgefahren wurde, hat sich der Preis für diesen Kraftstoff auf einer höheren Ebene eingependelt.

Aktuell befinden sich die Biodieselproduzenten in einer schwierigen ökonomischen Lage, die durch drei Faktoren verursacht wird:

- Rückläufige Rohölpreise
- Steigende Rapssaat- und Rapsölpreise
- Einführung der Besteuerung von Biodiesel als Reinkraftstoff

Diese verschärften wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dürften für Kleinanlagen insbesondere mit ungünstigen Standortfaktoren und geringer Nutzung der Koppelprodukte wirtschaftliche Schwierigkeiten bringen.

Tabelle 3-2: Kennziffern und Standortanforderungen für Biodieselproduktionsanlagen unterschiedlicher Dimension

Steckbrief	Biodiesel (industriell)	Biodiesel (dezentral)
Qualität/Norm	EN 14214	EN 14214
Inputstoffe	Pflanzenöle, tierische Fette Methanol, Katalysatoren, Additive	Rapsöl Methanol, KOH, Additive
Flächenproduktivität	1.500 l / ha (Raps)	1.500 l / ha
Input:Output Verhältnis	Pflanzenöl : Biodiesel ~ 1:1	Pflanzenöl : Biodiesel ~ 1:1
Koppelprodukte	Rohglycerin	Rohglycerin
Anteil Koppelprodukte	ca. 10%	ca. 10%
Nutzung Kooppelprodukte	Aufbereitung zu Glycerin oder energetisch	Verkauf oder energetisch
Betrieb	kontinuierlich	Batch
typ. Anlagenkapazität [t Biodiesel/a]	25.000 t/a - 500.000 t/a	500 - 4.000 t/a
Investitionskosten	~ 10 Mio. € (50.000 t/a)	250.000 - 500.000 € (500 - 4.000 t/a)
spez. Investitionskosten	200 € - 250 €/t Jahreskapazität	150 - 400 € pro t Jahreskapazität
Flächenbedarf (netto; Anlage ohne Verkehrsflächen)	> 2.000 m ²	> 300 m ² (Container)
Standort	Gewerbe-Industrie (GI) oder Industriegebiet (I) gute Anbindung LKW-Verkehr Gleis- und Hafenschluss vorteilhaft	landwirtschaftliche Betriebe
Beschäftigte	15-40	Nebentätigkeit
Absatz	B 100: Speditionen etc.; freie Tankstellen B 5: Verkauf an Mineralölgesellschaften	B 100: Landwirtschaft, Speditionen, freie Tankstellen, Eigenbedarf

Zwischenfazit Biodieselproduktion in Nordhessen

- Aktuell hohe Rapspreise (250 €/t), die Besteuerung von Biodiesel sowie wieder fallende Preise für mineralischen Diesel erschweren die wirtschaftliche Situation für die Biodieselproduktion.
- Der B-100 Markt (reiner Biodiesel) wird angesichts der Energiesteuer nur bei hohen Preisen für Rohöl außerhalb der steuerbefreiten Land- und Forstwirtschaft eine Zukunft haben.
- Der Markt für die Beimischung von Biodiesel nach dem BioKraftQuG wird sehr hohe Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der Biodieselproduktion stellen. Dem werden sich vor allem größere Biodieselanlagen stellen können, die
 - ein günstiges Rohstoffmix zur Herstellung normgerechten Biodiesels nutzen
 - einen günstigen Absatz der Koppelprodukte (Glycerin) erreichen
 - verkehrsgünstig (Hafen, Gleisanschluss) gelegen sind.
- Aktuell sind wenig Chancen für eine Erweiterung der Biodieselpkapazität in Nordhessen zu erkennen.

3.1.3 ETHANOL

Die europaweit gültige Norm für Ottokraftstoffe DIN EN 228 toleriert einen Anteil von bis zu 5 Vol.-% Bioethanol (E-5). Über eine Erweiterung der Norm bzgl. einer Beimischung von bis zu 10% Ethanol wird diskutiert. Durch das Biokraftstoffquotengesetz werden in Deutschland ab 2008 etwa 1 Mio. t Bioethanol benötigt (vgl. Abbildung 1-4 auf S. 8). Schon jetzt wird ETBE (Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether), der zu 48% aus Ethanol besteht und die Oktanzahl verbessert, dem Ottokraftstoff beigemischt. Dazu werden etwa 250.000 m³ Bioethanol pro Jahr eingesetzt.

In der EU gewinnen E-5-Kraftstoffmischungen an Bedeutung: Bereits seit einigen Jahren ist dieser Kraftstoff in England, Polen, Schweden und Deutschland erhältlich. In vielen europäischen Ländern wird ETBE als Additiv zur Verbesserung der Klopfestigkeit verwendet. Als Ethanolkraftstoff wird in der Regel kein reines Ethanol verwendet, da dieser ein schlechteres Kaltstartverhalten aufweist. Durch Beimischung von 15% Ottokraftstoff entsteht der „E-85“-Kraftstoff, der in Flexible-Fuel-Vehicles (FFV) eingesetzt werden kann. Diese Fahrzeuge können auch mit reinem Ottokraftstoff oder jeder Mischung aus E-85 und Benzin betrieben werden. In Brasilien zählen mehr als 75 % der Fahrzeugneuzulassungen zu den FFV. Mehr als 22.000 Fahrzeuge dieser Art sind im Jahr 2005 in Schweden zugelassen worden. In Hessen hat das RP Gießen eine FFV-Fahrzeugflotte erworben.

Die Motoren der in Brasilien zugelassenen FFV-Fahrzeuge werden in Deutschland nicht vertrieben, da sie die hier geltende Abgasnorm nicht erfüllen. In Deutschland ist als Serienfahrzeug der Ford Fokus für einen Aufpreis von 300 € auch mit einer FFV-Ausrüstung

erhältlich. Er erfüllt die Anforderungen der europäischen Abgasnorm E4. Allerdings ist die Nachfrage in Deutschland noch gering, da hier im Gegensatz zu Brasilien keine flächen-deckende Infrastruktur zur Versorgung mit E-85 existiert.

Als Rohstoffe für die **Produktion** von Ethanol werden neben Getreidearten wie Weizen und Roggen (Körnermais in anderen Regionen) auch Zuckerrüben eingesetzt. In Ländern mit tropischem Klima kommt hauptsächlich Zuckerrohr zum Einsatz.

Im Vergleich zu zuckerhaltigen Pflanzen, die direkt vergoren werden, muss bei Getreide, Mais und Kartoffeln die Stärke zunächst enzymatisch in Zucker umgewandelt werden (Abbildung 3-8).

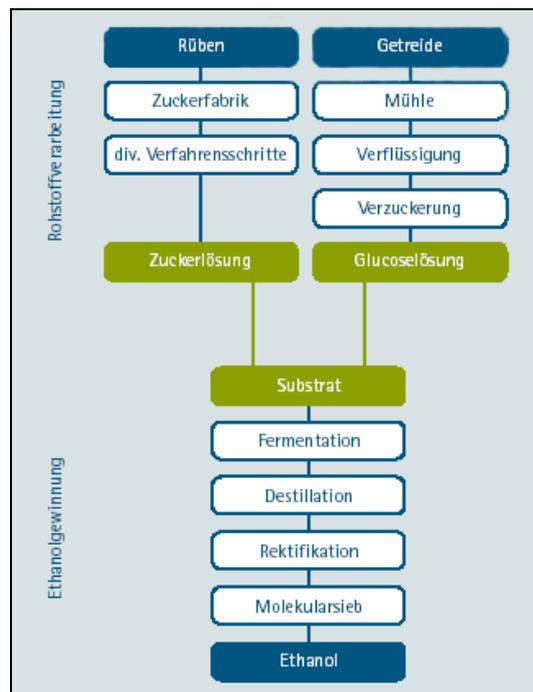


Abbildung 3-8: Verfahren zur Ethanolgewinnung aus Zuckerrüben oder Getreide /100/

Im Einzelnen können bei der Ethanolgewinnung aus stärkehaltigem Getreide fünf Prozessschritte unterschieden werden:

1. Mahlen (Maischen) des Getreides: es erfolgt die mechanische Zerkleinerung der Getreidekörner zur Herauslösung des Stärkeanteils
2. Erhitzen und Zugabe von Wasser und Enzymen zur Umwandlung in fermentierbaren Zucker
3. Fermentierung (Vergärung) der Getreidemaische durch Hefe, wodurch der Zucker in CO_2 und Ethanol umgewandelt wird ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 \rightarrow 2 \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + 2 \text{CO}_2$)
4. Destillation und Rektifikation: Aufkonzentrierung und Reinigung des aus der Destillation gewonnenen Ethanols; Abtrennen des Schlempe-Rückstands
5. Absolutierung des Ethanols

In einem etwas anders gelagerten Verfahrensgang zur Gewinnung von Bioethanol werden zucker- oder stärkehaltige Sirupe aus Zuckerrüben verwendet. Die in der Zuckerfabrik angelieferten Rüben werden soweit aufbereitet, dass innerhalb der folgenden diversen Prozessschritte eine Zuckerlösung bzw. ein Sirup extrahiert werden kann. Erst wenn dieser veredelte Rohstoff zur Verfügung steht, können die weiteren Prozessschritte in analoger Form zur Ethanolgewinnung aus Getreide durchlaufen werden (Abbildung 3-8).

Als Nebenprodukt der Bioethanolerzeugung entsteht die so genannte Schlempe, die als Futtermittel oder Substrat für Biogasanlagen Verwendung findet. Der mengenmäßige Anfall dieser Schlempe ist allerdings nicht unerheblich, für die Produktion von einem Liter Ethanol werden 10 bis 15 l dieses Reststoffes freigesetzt. Um die großen Schlempevolumina aus industrieller Ethanolproduktion als Futtermittel transport- und lagerfähig zu machen, wird diese unter hohem Energieaufwand getrocknet und als pelletiertes Eiweißfuttermittel DDGS („Destillers’ Dried Grain and Solubles“) vertrieben.

Alternativ ist der Einsatz der Schlempe in Biogasanlagen als alleiniger Inputstoff oder in Verbindung mit anderen Rohstoffen technisch machbar. Bei industriellen Anlagen sind erhebliche Volumina bis zum Faktor 10 gegenüber der Ethanolproduktion zu behandeln, was eine entsprechend große Zahl von Fermentern, Lagern und Pumpeinrichtungen voraussetzt. Die Investitionskosten für eine Biogasanlage, die die gesamte Schlempe einer industriellen Bioethanolproduktion verarbeiten soll, liegen in vergleichbarer Größenordnung wie die für die Kraftstoffproduktionsstätte selbst. Darüber hinaus weist Schlempe einen niedrigen pH-Wert auf, der bei ihrem Einsatz als alleiniger Inputstoff die Stabilität des Fermentationsprozesses beeinträchtigen kann.

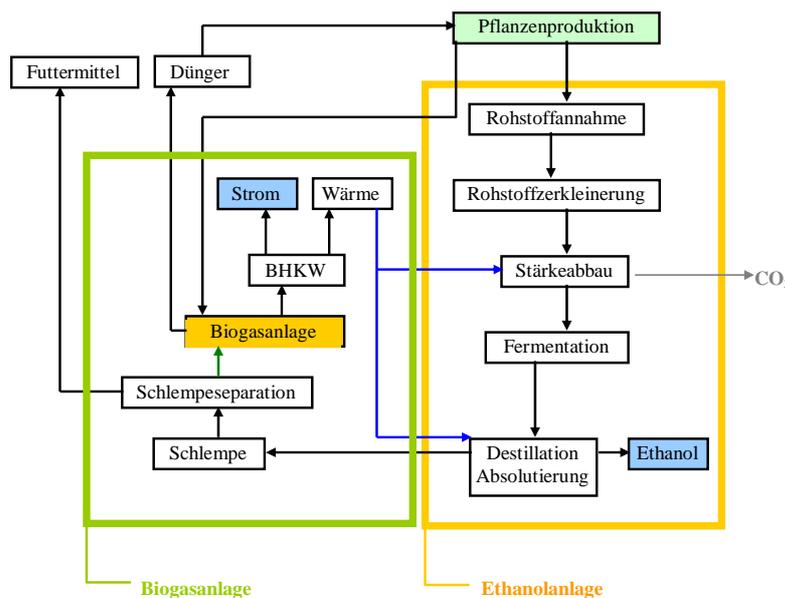


Abbildung 3-9: Konzept einer integrierten Bioethanol- und Biogasproduktion

Für dezentrale Bioethanolanlagen hingegen bietet sich die Nutzung der Schlempe als Co-Ferment in Biogasanlagen aus Energiebilanz- und Kostengründen an /74/. In einigen Regionen, z.B. Bayern und NRW, wird derzeit die Nutzung bestehender, aber nicht ausgelasteter landwirtschaftlicher Brennereien zur Kraftstoffproduktion in der Praxis erprobt. In Nordhessen besteht keine vergleichbare Struktur an Brennereien.

Bei dezentralen Konzepten muss eine weitere Veredelung des Rohalkohols zu Ethanol mit Reinheiten über 99 % in zentralen Absolutierungsanlagen erfolgen, wofür mit Kosten von 0,05 - 0,08 €/l zu rechnen ist.

Die Firma Wabio[®] setzt gemeinsam mit den Stadtwerken Leipzig am Standort Bad Köstritz (Thüringen) eine Kombination aus einer Bioethanol- [8.400 m³/a] und einer Biogasanlage um. Die Bioethanolanlage benötigt etwa 25.000 t Getreide pro Jahr. Die Biogasanlage [ca. 3 MW_e] verwertet die Schlempe aus der Bioethanolproduktion. Zur Stabilisierung des Prozesses und zur Erhöhung der Effektivität der Biogaserzeugung werden weitere Rohstoffe eingesetzt. Die Abwärme des BHKW, das zur Biogasverstromung genutzt wird, kann wiederum in der Ethanolherstellung eingesetzt werden. Die Inbetriebnahme der Pilotanlage in Bad Köstritz hat sich um 6 Monate verzögert und soll im Dezember 2006 erfolgen. Die Investitionskosten haben sich um 3,5 Mio. € auf 13 Mio. € erhöht⁴. Insofern müssen zu einer Bewertung des Konzepts die technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse aus dem Dauerbetrieb abgewartet werden.

Neben der Schlempe fällt bei der Fermentation der Rohstoffe zu Alkohol auch in großen Mengen Kohlendioxid an, das nach entsprechender Reinigung verflüssigt als Kohlensäure vertrieben oder zur Herstellung von Trockeneis genutzt werden kann.

Seit 2005 wird in Deutschland Bioethanol als Kraftstoff im Wesentlichen an drei Standorten mit einer Gesamtkapazität von 590.000 m³/a aus **Stärke** von Weizen und Roggen erzeugt. Hinzu kommen die in Tabelle 3-3 dargestellten kleineren Anlagen und Absolutierungsanlagen. In landwirtschaftlichen Brennereien, allerdings nicht in Nordhessen, besteht ein beachtliches Potenzial, das aber erst zu einem kleinen Teil ausgenutzt wird. Die Produktion von Bioethanol auf **Zucker**-Basis (Zuckerrüben und Nebenprodukte der Zuckererzeugung) wird derzeit an zwei im Bau befindlichen Anlagen vorbereitet.

⁴ Leipziger Volkszeitung vom 06.10.2006: „Kraftwerk teurer als geplant“

Tabelle 3-3: Produktionsanlagen und Planungen für Bioethanol in Deutschland
 Quellen: /77/ /66/

Ort	Betreiber	Kapazität [m³/a]	dominierender Rohstoff
ⓘ Anlagen im Betrieb			
1	Zörrbig	MBE (Verbio AG)	100.000 Roggen
2	Zeitz	Südzucker	260.000 Weizen
3	Schwedt	NBE (Verbio AG)	230.000 Roggen
4	Seyda	Icking	7.500 Roggen
5	Herne	Sasol	60.000 Absolutierung
6	Hannover	KST	20.000 Melasse
7	Hannover	KST	40.000 Absolutierung
8	1056 Brennereien		217.000 Erzeugung
		869.000	Kapazität
	Σ Ethanolproduktion	834.500	
✓ Anlagen im Bau			
9	Bad Köstritz	Wabio Bioenergie	8.400 Weizen
10	Klein Wanzleben	Nordzucker	130.000 Zuckerrüben
11	Zeitz	Südzucker	100.000 Zuckerrüben
	Σ Ethanol im Bau	238.400	
✓ Planungen			
12	Rostock	NAWARO GmbH	100.000 Roggen
13	Papenburg	Air Systems Barlage GmbH	100.000 Weizen
14	Tacherting		150.000 Getreide
15	Bückeberg		33.000 Getreide
16	Fürstenwalde		33.000 Getreide
17	Bülstringen		33.000 Getreide
18	Magdeburg	Getreide AG	100.000 Weizen
19	Kahrstedt	Getreide AG	100.000 Weizen
20	Rendsburg	Getreide AG	100.000 Weizen
21	Neubrandenburg	Getreide AG	100.000 Weizen
	Σ Planung Ethanol	849.000	

Ebenfalls noch im Demonstrationsbetrieb befindet sich die Ethanolherstellung aus lignozellulosehaltigen Pflanzenbestandteilen wie Holz oder Stroh. In konventionellen Anlagen, die Ethanol aus stärke- bzw. zuckerhaltigen Bestandteilen gewinnen, können diese Rohstoffe nicht aufgeschlossen werden. Um die Lignozellulose jedoch verfügbar zu machen, müssen nach einer spezifischen Vorbehandlung der Rohmaterialien spezielle Enzyme eingesetzt werden, um zunächst die Zellulose in ihre Zuckerbestandteile aufzuspalten und diese dann zu vergären. Bevor die Enzyme jedoch wirksam arbeiten können, müssen die vorbehandelten Materialien unter sauren Milieubedingungen einige hydrolytische Prozessschritte durchlaufen (s. Abbildung 3-10).

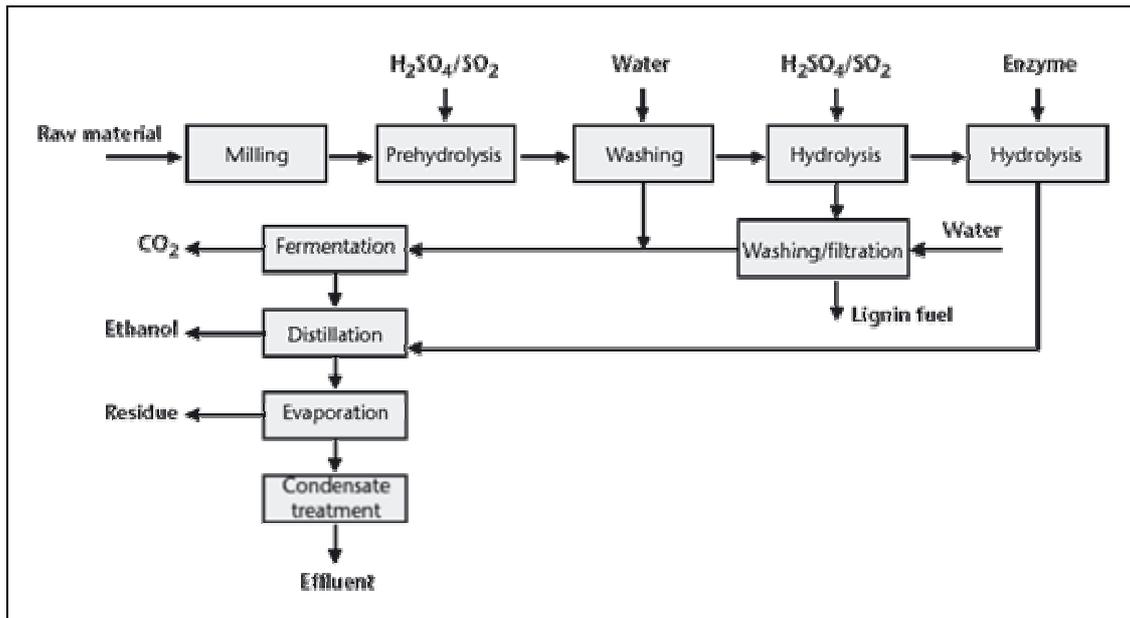


Abbildung 3-10: Verfahrensgang zur Herstellung von Ethanol aus Holz /57/

Da die einzelnen Verarbeitungsschritte relativ aufwändig sind, bedarf es noch der Lösung sowohl einiger technischer als auch wirtschaftlicher Herausforderungen. Ein nicht unbedeutender Kostenfaktor für die Produktion von Ethanol auf diesem Wege stellt der Einsatz von Enzymen dar.

Ein noch nicht im industriellen Maßstab verfügbares Verfahren zur Ethanolherzeugung aus Lignozellulose wird an der Universität Frankfurt auf Basis gentechnisch optimierter Hefen entwickelt /10/. Zur Umsetzung der im Labor angewendeten Verfahren müssen die verbesserten Hefen stabilisiert und ihre Erzeugung wirtschaftlich optimiert werden.

Vergleicht man die **Kosten der Ethanolproduktion** mit denen von Ottokraftstoff, muss zunächst der eingesetzte Rohstoff betrachtet werden. Je nach Art des Rohstoffes ist auch der Kostenrahmen verschieden (Abbildung 3-11). Wird Ethanol aus Getreide hergestellt, ist von Produktionskosten in Höhe von 0,42 bis 0,65 €/l auszugehen. Weniger Produktionskosten verursacht die Herstellung von Ethanol aus Mais in den USA (zwischen 0,30 und 0,55 €/l). Nochmals deutlich darunter findet sich das Produktionskostenniveau, wenn Ethanol in Brasilien aus dem Rohstoff Zuckerrohr gewonnen wird (von 0,25 bis 0,35 €/l). Wird Ethanol jedoch aus zellulosehaltigen Rohstoffen produziert, ist mit einem sehr hohen Kostenrahmen zwischen 0,65 und 1,00 €/l zu rechnen.

Aufgrund technischer Entwicklungen und der Schaffung effizienterer Anlagengrößen mit moderateren Kostenstrukturen dürften die Produktionskosten bei der Ethanolgewinnung aus Zellulose-Rohstoffen auf ein deutlich niedrigeres Niveau (Abbildung 3-11), um rund 50 % der gegenwärtigen Kosten, zu reduzieren sein.

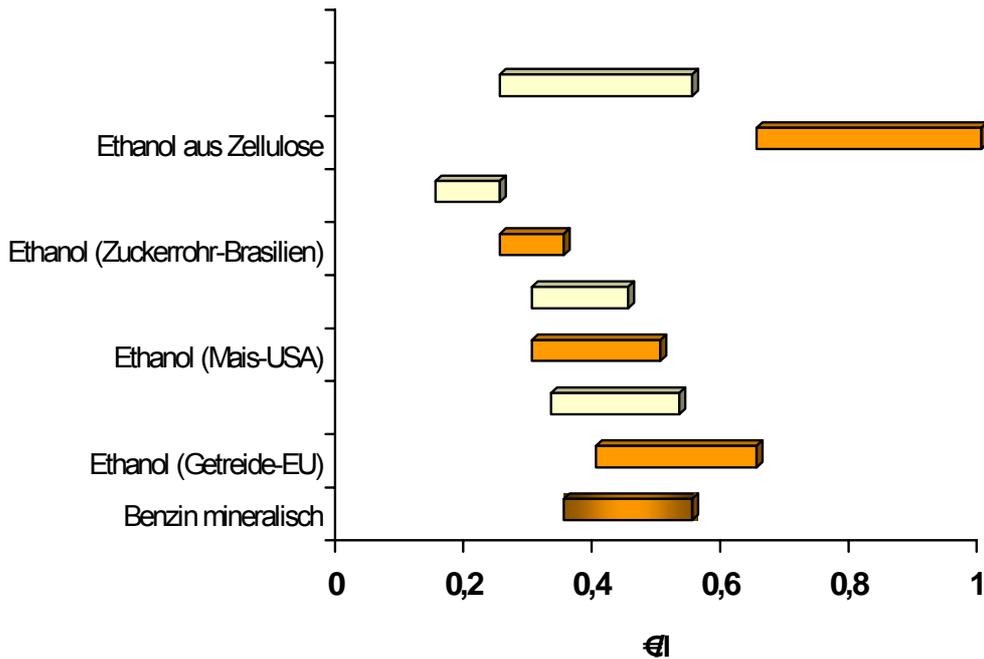


Abbildung 3-11 Kosten der Ethanolproduktion pro aus verschiedenen Rohstoffen im Vergleich zu mineralischem Benzin - aktuell (2006 in orange) und perspektivisch (2010 in gelb) (Energiegehalt Ethanol gegenüber Benzin:66%) /97/

Für die Bioethanolproduktion aus Zuckerrüben wurde den Landwirten ein vom Ethanolpreis abhängiges Angebot für die Zuckerrüben gemacht, das bei einem angenommenen Ethanolverkaufspreis von 0,55 €/l bei 18 €/t liegt /77/.

Der o.g. Verkaufspreis für Ethanol ist nur aufgrund der bestehenden Einfuhrzölle Deutschlands (0,192 €/l) für Bioethanol gegenüber der brasilianischen Produktion konkurrenzfähig. Die Produktionskosten für Bioethanol liegen in Brasilien in etwa auf halbem Niveau, so dass sich auch der Transport nach Europa lohnen würde. Neben dem zuvor genannten Einfuhrzoll wirkt allerdings auch die hohe Eigennachfrage Brasiliens nach diesem Kraftstoff beschränkend auf den Export.

Bioethanol wird sich in Deutschland mittelfristig im Wesentlichen für die Beimischung und für die Herstellung von ETBE vermarkten lassen. Ein rascher Aufbau eines E-85 Tankstellennetzes und der entsprechenden Fahrzeuginfrastruktur ist derzeit nicht ersichtlich. Regional sind allerdings E-85 Fahrzeugflotten und entsprechende Tankeinrichtungen vergleichsweise einfach aufzubauen.

Da die Vermarktung von Bioethanol im Wesentlichen über die Beimischung erfolgen wird, ist von sehr knappen Erlösspannen auszugehen. Daher sind den Standortfaktoren und vor allem der günstigen Rohstoffbeschaffung höchste Bedeutung beizumessen.

Tabelle 3-4: Kennziffern und Standortanforderungen für Bioethanolproduktionsanlagen unterschiedlicher Dimension.

Steckbrief	Bioethanol (industriell)	Bioethanol (dezentral)	Bioethanol (Lignozellulose)
Qualität/Norm	EN 15376	EN 15376	EN 15376
Inputstoffe	Getreide, Zuckerrüben	Getreide	Stroh, Holz, Reststoffe
Flächenproduktivität	2.500 l / ha (Getreide) 6.000 l / ha (Zuckerrübe)	2.500 l / ha (Getreide)	2000l / ha (Stroh)
Input:Output Verhältnis	Getreide : Bioethanol ~ 3:1 Zuckerrüben : Bioethanol ~ 8 : 1	Getreide : Bioethanol ~ 3:1	Stroh : Bioethanol ~ 3,5:1
Koppelprodukte	Schlempe, getrocknet: DDGS, Gluten, CO ₂	Schlempe, CO ₂	Schlempe, CO ₂
Anteil Koppelprodukte	ca. 35% (bezogen auf TS)	10-15l Schlempe / Liter Bioethanol	ca. 35% (bezogen auf TS)
Nutzung Koppelprodukte	getrocknet als Futtermittel industrielle Vergärungsanlagen	als flüssiges Futtermittel Co-substrat in landw. Biogasanlagen (kein nawaro-Bonus)	getrocknet als Futtermittel industrielle Vergärungsanlagen
typ. Anlagenkapazität [t Bioethanol/a]	50.000 m ³ /a - 350.000 m ³ /a	2.000 -10.000 m ³ /a	100.000 -250.000 m ³ /a
Investitionskosten	~ 70 Mio. € (100.000 m ³ /a)	13 Mio. € (Wabio; 8.400 m ³ /a, einschl. 3 MWel Biogasanlage)	200 - 250.000 € (220.000 m ³)
spez. Investitionskosten	600€ - 700 €/m ³ Jahreskapazität	1.500 €/m ³ Jahreskapazität	1000 € / m ³ Jahreskapazität
Flächenbedarf	50.000 m ²	15.000 m ²	keine Angabe
Standort	Gewerbe-Industrie (GI) oder Industriegebiet (I) Gleisanschluss Wasserstraße (vorteilhaft)	Gewerbe-Industrie (GI) mit Wärmeabnahme	Gewerbe-Industrie (GI) oder Industriegebiet (I) Gleisanschluss Wasserstraße (vorteilhaft)
Beschäftigte	40-90	keine Angabe	keine Angabe

Zwischenfazit Bioethanolproduktion in Nordhessen

- Industrielle Bioethanolherstellungsanlagen werden sich nur an sehr günstigen Standorten wirtschaftlich betreiben lassen. Standortfaktoren sind:
 - verkehrsgünstig (Hafen, Gleisanschluss) Lage
 - günstiges Rohstoffangebot (Getreide, Zuckerprodukte)
 - Synergieeffekte hinsichtlich der Energiebereitstellung / Nutzung und der Nutzung von Koppelprodukten (Schlempe und CO₂)
- Die Degression spezifischer Kosten begünstigt Anlagen über 100.000 m³/a
- Die o.g. Kriterien könnten ggf. am Standort der Zuckerproduktion in Wabern gegeben sein.
- Da in Nordhessen keine entsprechende Struktur an größeren landwirtschaftlichen Brennereien besteht, kommen für dezentrale Konzepte nur komplette Neubauten in Frage. Betriebserfahrungen mit dem derzeit umgesetzten Verfahren der Firma Wabio[®] müssen zunächst abgewartet werden.
- Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der industriellen Nutzung von Lignozellulose als Rohstoff wird derzeit geprüft. Vorrangig dürften Zentren des Getreideanbaus als Standorte interessant sein.

3.1.4 BIOGAS ALS KRAFTSTOFF

Gasförmige Energieträger, insbesondere Erdgas, werden zum Antrieb von Fahrzeugen verwendet. Ohne weitere technische Anpassungen an die Fahrzeuge kann der Kraftstoff „Bio-Methan“ eingesetzt werden, der aus *Biogas* hergestellt wird. Die notwendigen Aufbereitungsverfahren, um aus Biogas hochwertige Erdgasqualität zu erzeugen, sind verfügbar.

In Deutschland ist Biogas als Kraftstoff eine Ausnahme. Seit Juni 2006 ist die erste Biogas-Tankstelle der RWZ Wendland in Jameln in Betrieb. Dort wird aufbereitetes Biogas als Kraftstoff angeboten. Weiter entwickelt ist der Sektor Biogas-Kraftstoff in Schweden, wo schon mehrere hundert Biogastankstellen in Betrieb sind und von privaten Fahrzeugen, vor allem aber von Fahrzeugflotten mit Erdgas-tauglichen Antrieben genutzt werden. In Stockholm wurden die öffentlichen Busse auf Biogas umgestellt. Ebenso im österreichischen Linz, wo derzeit die gesamte Busflotte mit 86 Fahrzeugen auf Erdgas/Biogasbetrieb umgestellt wird. Durch eine entsprechende Abnahmegarantie wird die Umsetzung einer Biogaskraftstoffproduktionsanlage gesichert. Außerdem werden die Emissionen (CO, NO_x, CO₂) des öffentlichen Nahverkehrs deutlich gesenkt (vgl. Abbildung 3-12).

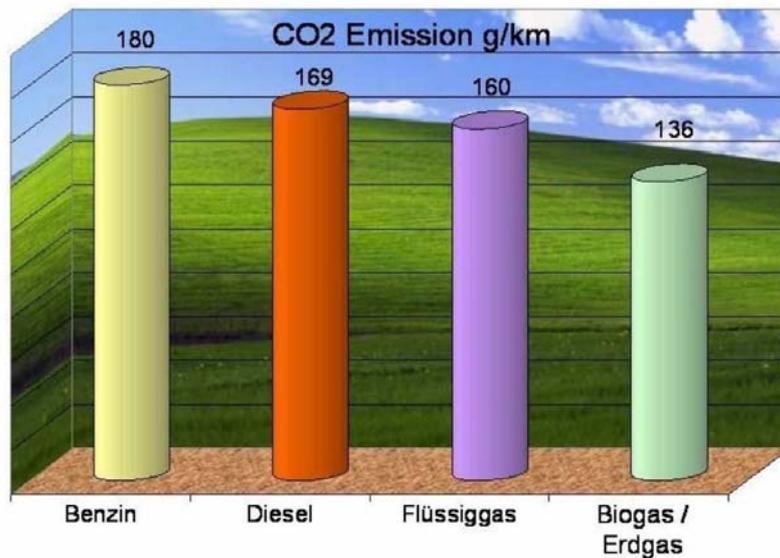


Abbildung 3-12: CO₂-Emissionen (g/km) verschiedener Kraftstoffe (Quelle: Hammer & Straub).

Die **Rohstoffe** für die Erzeugung von Biomethan sind mit denen, die für die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas eingesetzt werden, identisch. Neben Energiepflanzen und Gülle können eine Vielzahl organischer Reststoffe zur Herstellung von Biomethan genutzt werden. Organische Reststoffe, die aufgrund der Bonusstruktur des EEG weniger für die Erzeugung von Strom aus Biogas eingesetzt werden, sind für die Bio-Methan-Erzeugung attraktiv, da bei Biokraftstoffen eine vergleichbare Bonusstruktur nicht existiert. Technisch ist auch aufbereitetes Deponie- und Klärgas als Biokraftstoff geeignet. Inwieweit es die gleiche steuerliche Begünstigung wie Bio-Methan aus anderen Bio-Rohstoffen erfährt, wird derzeit durch die Gutachter rechtlich abgeklärt⁵. In der Verordnung für die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung) ist Deponie- und Klärgas nicht als Biomasse im Sinne dieser Verordnung deklariert (§3 (10-11)). Da diese beiden Gassorten im Rahmen des EEG auch eigene Vergütungsstufen erfahren, ist dieser Ausschluss im Rahmen der Verstromung nachvollziehbar. Die Richtlinie 2003/30/EG (Biokraftstoffrichtlinie) hingegen definiert Biokraftstoffe u. a. (Artikel 2 (2c) „Biogas: Brenngas, das aus Biomasse und/oder aus dem biologisch abbaubaren Teil von Abfällen hergestellt wird, durch die Reinigung Erdgasqualität erreichen kann und für die Verwendung als Biokraftstoff bestimmt ist.“

Grundsätzlich besteht in der Biogaserzeugung zur Strom- und Wärmegewinnung (vgl. Abbildung 3-13) und zur Kraftstoffgewinnung kein Unterschied. Allerdings ist die nachfolgende Aufbereitung für die Nutzung als Kraftstoff intensiver.

⁵ Ergebnis Mitte Januar 2007

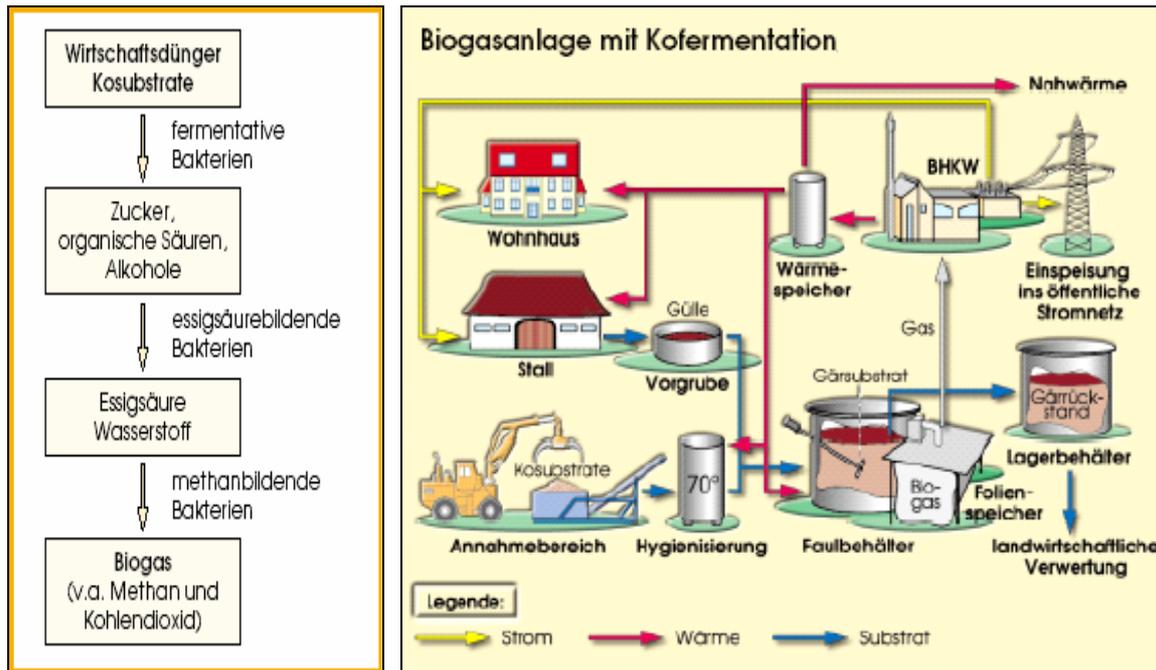


Abbildung 3-13: Darstellung des Abbaus organischer Substanz bei der Biogasgewinnung und Aufbau einer landwirtschaftlichen Biogasanlage /29/

Biogas enthält neben Methan einige andere gasförmige Verbindungen, die bis zur Verwendungsfähigkeit als Kraftstoff abgetrennt werden müssen. Tabelle 3-5 zeigt die typische Zusammensetzung von Biogas.

Tabelle 3-5: Zusammensetzung von Biogas: Komponenten und deren prozentuale Anteile /98/

Biogas-Komponenten	Schwankungsbreite	Durchschnitt
Methan	45-70 %	55-60 %
Kohlendioxid	25-55 %	35 %
Wasserdampf	0-10 %	3,1 %
Stickstoff	0,01-5 %	1 %
Sauerstoff	0,01-2 %	0,3 %
Wasserstoff	0-1 %	< 1%
Ammoniak	0,01-2,5 mg/m ³	0,7 mg/m ³
Schwefelwasserstoff	10-30.000 mg/m ³	500 mg/m ³

Um Biogas auch für Fahrzeuge mit Erdgasmotoren und für die Netzeinspeisung nutzen zu können, muss es gereinigt und der Methananteil angehoben werden. Im Rohzustand liegt der Methangehalt von Biogas mit 50-60 Vol.-% Methan deutlich unter dem von Erdgas (>96%). Außerdem ist es feucht und warm und hat schädliche Ammoniak- und Schwefelwasserstoffgehalte. Die Gasaufbereitung muss also den Methangehalt auf 96 Vol.-% anheben, gleichzeitig den Schwefelwasserstoffgehalt auf unter 5 ppm senken und das Wasser abscheiden. Im Ergebnis entsteht Biomethan mit Erdgasqualität gemäß den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblatts G 260. Für die Gasaufbereitung existieren verschiedene Technologien:

- Druckwechsel Adsorption: CO₂ wird an der inneren Oberfläche von Kohlenstoff oder Zeolithen unter Druck von bis zu 10 bar absorbiert.
- Druckwasserwäsche: CO₂ wird in Flüssigkeiten bei Umgebungsdruck oder Überdruck bis ca. 10 bar absorbiert. Diese Flüssigkeiten können reines Wasser, Glykole oder Amine sein.
- Membran Technologien: Einige Gase werden an Membranen zurückgehalten, andere permeieren durch die Membran hindurch. In der Erdgasindustrie werden hohe Drücke angewandt.
- Kryogene Trennung: Biogas wird auf unter -80 °C abgekühlt, sowohl Methan als auch Kohlendioxid werden in flüssiger Phase in hoher Reinheit abgetrennt.

Die nasse Druckgaswäsche ist als praxiserprobte Biogas-Aufbereitungstechnik anzusprechen, die mit einem geringen Methanverlust von unter 2% arbeitet.

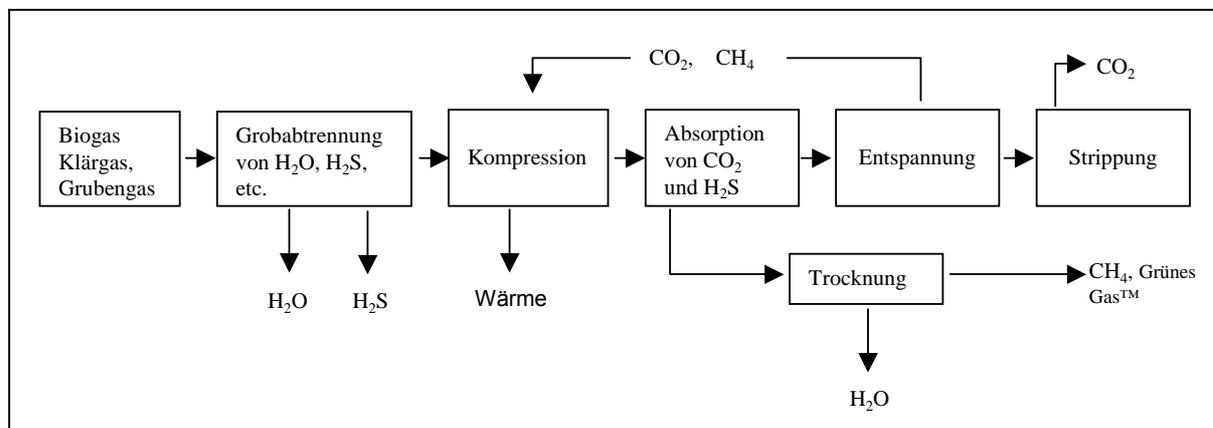


Abbildung 3-14: Fließschema der nassen Druckwasserwäsche /79/

Bei der Druckwasserwäsche wird das Rohgas zunächst bei Überdruck verdichtet und abgekühlt. Anschließend strömt es durch eine Absorptionskolonne mit einer Waschlösung, in der sich Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff und Wasser lösen. Das zu Biomethan verstärkte Biogas entweicht am Kopf der Kolonne und wird von dort direkt zum Verbraucher geleitet. Die Waschflüssigkeit wird in einer zweiten Kolonne regeneriert. Derartige Anlagen sind mit einer Reinigungskapazität in Größenordnungen von 150 bis

1.000 Nm³/h in Europa im Praxiseinsatz. Die Investitionskosten für die Aufbereitungsanlagen sind im Bereich von 0,5 bis über 1 Mio. € anzusiedeln.



Abbildung 3-15: Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität bei der Biogastankstelle Jameln: Container (links) und Blick auf die Gasaufbereitung im Inneren des Containers mit einer Leistung von 140 m³/h; rechts Drucklagertank; eigene Fotos

Da gasförmige Energieträger relativ schwierig zu lagern und zu transportieren sind und sie aufgrund ihrer geringen Energiedichte mehr Raum einnehmen, werden in Fahrzeugen mit Gasmotorentchnik Drucktanks eingebaut, die Methan bei einem Druck von rund 200 bar speichern. Ein entsprechendes Lager für komprimiertes Erdgas ist an den Tankstellen zu errichten (vgl. Abbildung 3-15). Neben der Anlage zur Aufbereitung des Biogases auf Kraftstoffqualität werden zusätzlich BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung bei den Anlagen vorgesehen. Hintergrund ist einerseits die Erzeugung der notwendigen Prozesswärme und andererseits die Verwertung überschüssigen Bio-Rohgases, wenn die Abnahme des Bio-Methans, beispielsweise an Wochenenden, stockt.

Die Wirtschaftlichkeit der Produktion von Biogaskraftstoff muss im Spannungsfeld der Erdgaspreise und der alternativen Nutzungen von Biogas (KWK) gesehen werden. Erdgastankstellen geben Preise an, die im Mittel um 0,85 €/kg liegen. Höhere Verkaufspreise werden für Bio-Methan nicht erzielbar sein. Abbildung 3-16 veranschaulicht, dass die Bio-Methan-Produktion aus Biogas, das mit nawaro-Bonus fähigen Materialien erzeugt wurde, derzeit weniger rentabel als die KWK-Nutzung ist. Beim Einsatz von Reststoffen zur Biogaserzeugung ist der Absatzweg über die Aufbereitung zu Bio-Methan interessant, insbesondere wenn wenig Optionen für die Wärmenutzung einer KWK-Anlage bestehen.

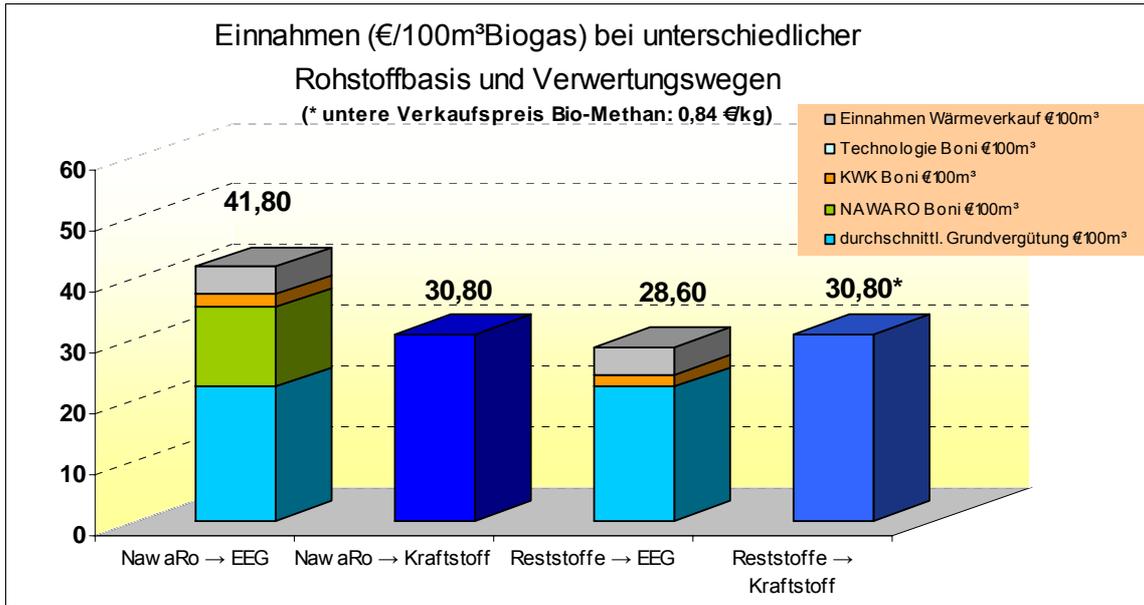


Abbildung 3-16: Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Bio-Methan Produktion im Vergleich zur KWK-Nutzung von Biogas bei unterschiedlichen Inputmaterialien;
Basis 100m³ Rohgas
berücksichtigt: Aufbereitungskosten für Bio-Methan; Vergleichspreis Erdgaskraftstoff: 0,849€/kg

Zu Beginn dieses Jahres waren in Deutschland fast 39.000 Fahrzeuge mit Gasmotoren-technik zugelassen, doppelt soviel wie Anfang 2004. Gegenwärtig gibt es in Deutschland rd. 700 Tankstellen, an denen Fahrzeuge mit Gasmotoren Erdgas tanken können (Stand: Sept. 2006). In Schweden und der Schweiz wird Biomethan schon seit längerem in PKW, Bussen und Lastkraftwagen mit Erfolg eingesetzt.



Abbildung 3-17: Biogas-Bustankstelle in Norrköping, Schweden /79/

2005 hatte Schweden einen Bestand von rund 200 größeren Biogasanlagen. Das dort produzierte Biogas stammt zu 60 % aus Klärschlamm, 30 % aus Deponien und zu 10 % aus anderen Abfallverwertungsanlagen. Insgesamt produzieren in Schweden 22 Biogas-

anlagen entsprechende Mengen, so dass in 17 Städten Biogas sogar für den gesamten Busverkehr (Abbildung 3-17) eingesetzt wird (vergl. auch /48/).

Tabelle 3-6: Kennziffern und Standortanforderungen für die dezentrale Bio-Methan (Kraftstoff) Produktion

Steckbrief	Bio-Methan (Kraftstoff)
Qualität/Norm	Qualität gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260
Inputstoffe	Energiepflanzen, Gülle, Reststoffe ggf. Deponie- und Klärgas
Flächenproduktivität	4.700 l/ha Kraftstoffäquivalent
Input:Output Verhältnis	Rohgas:Bio-Methan 1,75:1
Koppelprodukte	Rohgas für KWK, Gärrest
Nutzung Koppelprodukte	Strom, Wärme, Düngemittel
Betrieb	kontinuierlich
typ. Anlagenkapazität	200 - 1000 m³ Rohgas/h (vergleichbar: 0,4 - 2 MWel)
Investitionskosten	0,75 - 1,5 Mio. €
Gasaufbereitung + Tankstelle	
Flächenbedarf gesamt	> 1 ha
Aufbereitung+Tankstelle	0,2 ha
Standort	nahe Abnehmer Anliefer- und Lagermöglichkeiten Inputstoffe
Beschäftigte	1-2
Absatz	Bio-Methan (Kraftstoff) Strom, Wärme
Synergien	Deponien, Kläranlagen Anfallstellen biogener Reststoffe

Zwischenfazit Bio-Methan Produktion in Nordhessen

- Die Produktion und Nutzung von Biogas ist in Nordhessen mit derzeit 32 Anlagen im Betrieb bereits gut entwickelt. Dort werden vor allem Energiepflanzen und Gülle eingesetzt.
- Die Produktion von Bio-Methan würde sich dort anbieten, wo
 - Reststoffe günstig zur Verfügung stehen,
 - die Nutzung der verfügbaren Wärme aus der KWK-Nutzung des Biogases gering ist
 - Deponie- und Klärgas produziert wird,
 - Tankstelleninfrastruktur besteht.
- Eine wesentliche Absicherung der Investition in eine solche Anlage würde durch Abnahmegarantien von Fahrzeugflotten (öffentlicher Busverkehr, Müllabfuhr etc.) geleistet.

3.2 KRAFTSTOFFE DER ZWEITEN GENERATION

Intensiv diskutiert werden derzeit große Biomassekonversionsanlagen (1 Mio. t TM Input/a) zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe. Diese lassen durch die Nutzung der ganzen aufwachsenden Biomasse einen vergleichsweise hohen Kraftstoffenergieertrag je Hektar Wald- bzw. Ackerfläche erwarten. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der Verfahren wird dabei mit 42 % angegeben [16]. Darüber hinaus entsprechen die Kraftstoffe den Anforderungen der Motorentwickler für effiziente und abgasarme Aggregate in besonderem Maße. Für den Einsatz dieser **BtL (Biomass to Liquid)** Kraftstoffe kann die bestehende Tankstelleninfrastruktur genutzt werden. Als Inputmaterialien sind prinzipiell alle trockenen (85 % TM) Biomassen geeignet.

Bei allen Verfahren zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe spielt es im Prinzip keine Rolle, welchen Ursprung der Kohlenstoffträger hat. Die Vergasung und anschließende Verflüssigung von Kohle ist ein seit Jahrzehnten erprobtes Verfahren (**Coal to liquid = CtL**). Eines der größten Werke dieser Art wird von der Firma Sasol in Südafrika betrieben. Auch die Verflüssigung von Erdgas (**Gas to Liquid = GtL**) über die Fischer-Tropsch-Synthese ist Stand der Technik. Die Anlagen weisen, um rentabel arbeiten zu können, Produktionskapazitäten zwischen 1 und 6 Mio. Mg Treibstoff pro Jahr aus. Bei der Verarbeitung von Biomasse liegt die Herausforderung einerseits darin, einen sehr uneinheitlichen Rohstoff, wie sie die Biomasse darstellt, zu einem hochwertigen Synthesegas zu verarbeiten, sowie zum zweiten die Verflüssigungsverfahren (FTS), deren Rentabilitäts-optimum in einem Bereich von 5 Mio. Mg pro Jahr liegt, an die veränderten Bedürfnisse anzupassen.

Die Bundesregierung und große Automobil- und Mineralölkonzerne unterstützen die Technologieentwicklung und erwarten die breite Markteinführung zur Mitte des kommenden Jahrzehntes.

Derzeit werden hauptsächlich fünf Verfahren diskutiert:

- ⇒ das Choren-Verfahren
- ⇒ das Verfahren des Forschungszentrums Karlsruhe (FZK) / Lurgi
- ⇒ das Verfahren der Bergakademie Freiberg
- ⇒ das CUTEC-Verfahren des Clausthaler Umwelttechnikinstituts sowie
- ⇒ das Verfahren der Holzvergasungsanlage Güssing (Österreich)

Die Besonderheiten der Verfahren werden in den Kapiteln 3.2.1 bis 3.2.6 erläutert. Im folgenden werden einleitend die Prinzipien der Herstellung synthetischer Kraftstoffe beschrieben, die allen Verfahren zu Grunde liegen.

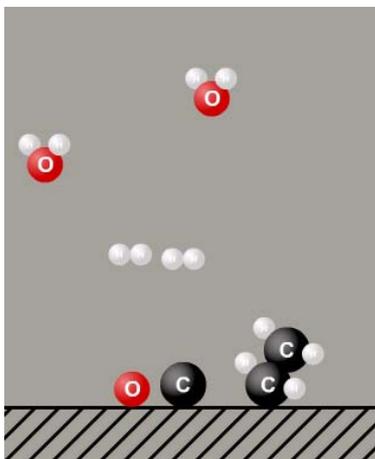
Alle Verfahren beruhen auf einer Kombination der Synthesegaserzeugung aus einem kohlenstoffhaltigen Ausgangsmaterial und der Verflüssigung dieses Synthesegases. In der Vergasungsanlage wird Sauerstoff zur Freisetzung des in der Biomasse gebundenen Wasserstoffs eingesetzt, um das C:H-Verhältnis, das in der Biomasse in einem ungünsti-

gen Verhältnis von ca. 1:1 vorliegt, auf das für die Kohlenwasserstoffkettenherstellung benötigten Verhältnis von 1:2 zu verschieben. Der zugesetzte Sauerstoff oxidiert in einer exothermen Reaktion einen Teil des Kohlenstoffs zu CO_2 und setzt den vorher hier gebundenen Wasserstoff sowie die für diese Reaktion nötige Energie frei. Es entsteht ein Gasgemisch aus H_2 , CO und CO_2 . Damit geht jedoch ein Teil des wertvollen Kohlenstoffs verloren. Für diesen Vorgang wird reiner Sauerstoff, der in einer Luftzerlegungsanlage hergestellt wird, benötigt, da der in der Umgebungsluft vorhandene Stickstoff zu unnötigen Verunreinigungen des Synthesegases führen würde.

Alternativ zur Sauerstoffzufuhr ist die Zugabe von Wasserstoff (H_2), der durch die (energieintensive) Wasserspaltung gewonnen wird, im weiteren Verfahrensverlauf bei der Verflüssigung durch die Fischer-Tropsch-Synthese möglich. Damit bleibt ein größerer Anteil des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs in stofflicher Form verfügbar. Der Wasserstoff kann auch über die Spaltung von HCl gewonnen werden. Für das verbleibende Chlor bieten sich Verwertungswege in der Chlorchemie (z. B. PVC-Herstellung) als Synergieeffekte an einem entsprechenden Industriestandort an.

Für die Verflüssigung sind zwei unterschiedliche Wege möglich:

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) werden das Kohlenmonoxid und der Wasserstoff des Synthesegases an der Oberfläche des Kobalt-Katalysators adsorbiert und aufgespaltet. Das Wachstum der Kohlenwasserstoffketten beginnt durch die Anlagerung des Wasserstoffs an den Kohlenstoff und setzt sich durch die Anlagerung von weiteren CH_2 -Bruchstücken fort. Längere Kohlenwasserstoffketten lösen sich vom Katalysator und be-



enden ihr Wachstum. Gleichzeitig entsteht durch die Anlagerung von Wasserstoff an den abgespaltenen Sauerstoff Wasser. Abbildung 3-18 zeigt eine schematische Darstellung dieses Prozesses. Shell ist einer der Experten in der Anwendung des Fischer-Tropsch-Prozesses. Das Unternehmen produziert synthetische Kraftstoffe aus Erdgas bereits seit 1992 in der GtL-Anlage im malaysischen Bintulu. Den gleichen Fischer-Tropsch-Prozess nutzt auch die südafrikanische Firma Sasol schon seit den 1950er Jahren zur Kraftstoffherstellung aus Kohle /90/.

Abbildung 3-18: Schematische Darstellung der Fischer-Tropsch-Synthese (verändert nach /13/)

Ein alternativer Verflüssigungsweg führt über die Methanolsynthese. Als erster Schritt erfolgt die katalytische Hydrierung von Kohlenmonoxid an Zink-, Kupfer- und Chromoxidkatalysatoren. Aus dem im Synthesegas vorhandenen Kohlenmonoxyd ($1 \times \text{CO}$) und Wasserstoff ($2 \times \text{H}_2$) entsteht unter Druck Methanol (CH_3OH). Methanol ist eine transportfähige, energiereiche Flüssigkeit, die anschließend über die Dehydratisierung in einem zweistufigen Prozess zu Olefin-Produkten verarbeitet wird. Das Verfahren wurde von der Firma

Lurgi entwickelt und als „MtSynfuels®-Verfahren“ patentiert. Bei Temperaturen zwischen 300°C und 550°C sowie Drücken bis zu 20 bar erfolgt die katalytische Umsetzung zu kurzkettigen Kohlenwasserstoffen, die anschließend bei einem Temperaturniveau zwischen 150°C und 350°C sowie Drücken bis 85 bar zu länger-kettigen Molekülen mit bis zu 12 C-Atomen aufgebaut werden /90/.

Einen Überblick über die unterschiedlichen Wege der Kraftstoffsynthese für BtL-Kraftstoffe gibt Abbildung 3-19.

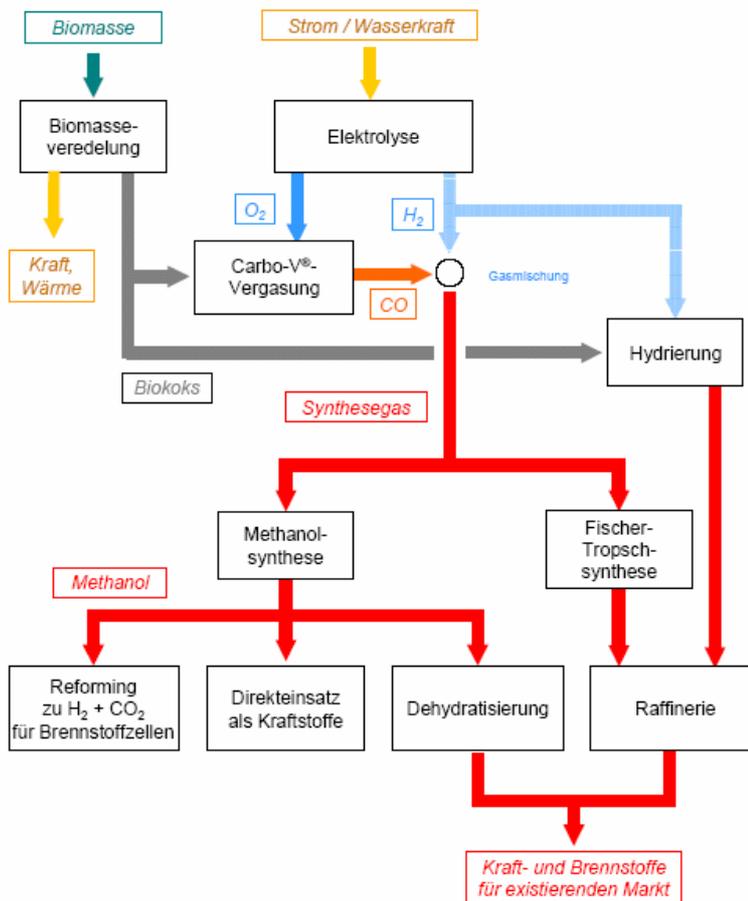


Abbildung 3-19: Mögliche Wege der Gewinnung von erneuerbaren Kraftstoffen aus Biomasse /96/

3.2.1 „SUNFUEL“ (CHOREN)

Der Weg von der festen Biomasse zum synthetischen Treibstoff BtL führt beim Verfahren der Freiburger Firma CHOREN über drei Stufen:

- ⇒ Die Vergasung der festen Biomasse über das “Carbo-V®-Verfahren”,
- ⇒ die Gaswäsche und CO₂-Konditionierung und
- ⇒ die Verflüssigung mit der Fischer-Tropsch-Synthese.

Bei der Herstellung von Sunfuel werden keine transportwürdigen Zwischenprodukte produziert, der Konversionsweg vom Rohstoff bis zum Kraftstoff findet an einem Standort statt.

Bei dem von CHOREN entwickelten und urheberrechtlich geschützten so genannten “Carbo-V[®]-Verfahren“ handelt es sich um ein dreistufiges Vergasungsverfahren mit den Teilprozessen:

- ⇒ Niedertemperaturvergasung,
- ⇒ Hochtemperaturvergasung und
- ⇒ endotherme Flugstromvergasung.

Im Carbo-V[®]-Verfahren wird Biomasse mit einem Wassergehalt von maximal 15 % im ersten Schritt (Niedertemperaturvergasung) bei 400 bis 500°C unter Zugabe von Luft oder Sauerstoff verschwelt. Hierbei entstehen ein teerhaltiges Gas und Biokoks. Das teerhaltige Gas wird in der zweiten Stufe (Hochtemperaturvergasung) oberhalb des Ascheschmelzpunktes der Brennstoffe mit Luft und/oder Sauerstoff unterstöchiometrisch zu heißem Vergasungsmittel nachoxidiert. In der dritten Prozess-Stufe (endotherme Flugstromvergasung) wird der zu Brennstaub gemahlene Biokoks in das heiße Vergasungsmittel eingeblasen. Dabei reagieren Brennstaub und Vergasungsmittel im Vergasungsreaktor endotherm zu Synthese-Rohgas, welches hauptsächlich aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff besteht.

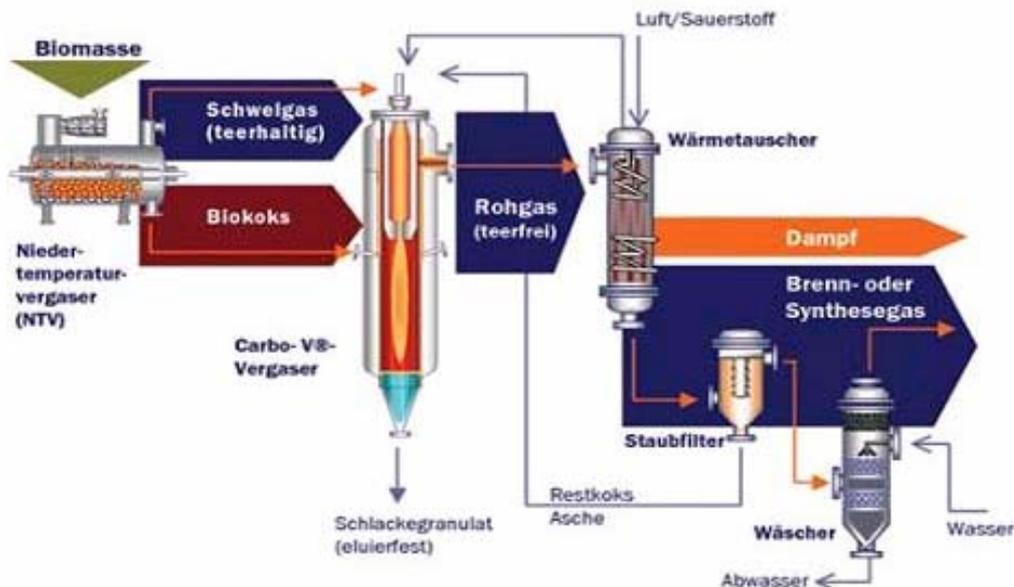


Abbildung 3-20: Schematische Darstellung des CarboV-Verfahrens der Firma CHOREN /13/

Die Umwandlung des Synthesegases in Kraftstoff erfolgt mittels Fischer-Tropsch (FT)-Synthese. Dabei reagieren die reaktiven Bestandteile des Synthesegases (CO und H₂) an einem Katalysator zu Kohlenwasserstoffen. Um die Dieselausbeute (= SunDiesel) zu maximieren, werden die bei der FT-Synthese anfallenden Wachse mittels Hydrocracking

weiter verarbeitet. Dieses Verfahren stammt aus der Petrochemie und wird dort zur Verwertung von Raffinerierückständen eingesetzt

Als Rohstoff für die BtL-Produktion sollen zukünftig alle Arten von Biomasse aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion sowie biogene Rest- und Recyclingstoffe Verwendung finden. Die derzeitige Aufbereitungstechnik erfordert jedoch noch die Bereitstellung einer einheitlich konfektionierten Biomassefraktion /92/. In der β -Anlage, die Mitte 2007 in Freiberg (Sachsen) mit der gesamten Umwandlungskette in Betrieb gehen soll, werden hauptsächlich Wald- und Altholz verarbeitet. Für die geplante Kraftstoffproduktion von 15.000 Mg pro Jahr liegt der Biomassebedarf bei rund 67.000 Mg Trockenmasse pro Jahr. Der energetische Wirkungsgrad, also der Anteil der Energie, der aus der Ausgangsbiomasse in den Treibstoff überführt werden kann, liegt dabei bei ca. 50 %. Ein Teil der nicht in flüssigen Treibstoff umwandelbaren Energie kann jedoch in Form von Dampf und Wärme zur Versorgung mit Prozessenergie verwendet werden.

Auch die erste großindustrielle Anlage zur Sunfuel-Produktion, die in Mecklenburg-Vorpommern am Hafenstandort Lubmin geplant ist, soll zu Beginn der Produktion Biomasse in Form von Wald- und Altholz (Klasse I und II) sowie Stroh verarbeiten. Geplant ist der Aufbau eines langfristig abgestimmten Bereitstellungskonzeptes für speziell angebaute Biomasse aus dem landwirtschaftlichen Bereich. Diese Biomassen müssen entsprechend den technischen Anforderungen konditioniert werden (Stückgröße unter 120x50x30 mm, TM-Gehalt mind. 85 %) und der Biomasseverordnung entsprechen. Zur Versorgung dieser großindustriellen SunFuel-Anlage werden rund 1.000.000 Mg Trockenmasse pro Jahr benötigt, die eine Treibstoffproduktion von 200.000 Mg pro Jahr ermöglichen. Mit dem Beginn der Produktion wird ab dem Jahr 2009 gerechnet /14/.



Industriegebiet Lubmin



★ Pilotanlage
 ★ Potenzielle Produktionsanlage

Die Anlagen sind modular aufgebaut aus 4 Vergasern mit jeweils 160 MW. Die energetische Vergaserleistung der Großanlagen wird mit 600 MW angegeben.

Der Standort Lubmin westlich der Insel Usedom bietet sich insbesondere aufgrund der guten Biomasseverfügbarkeit, die unter anderem auf dem Wasserweg beschafft werden kann, sowie einer logistisch günstigen geografischen Lage an. Am Standort ist zudem bereits eine industrielle Infrastruktur aufgebaut.

Als weitere Möglichkeiten werden derzeit von der Firma CHOREN Standorte in Dormagen (Bayer Chemiepark), in Brunsbüttel und in Uelzen evaluiert. In Dormagen ist bereits eine industrielle Infrastruktur vorhanden, die die Möglichkeit von Synergien bietet. Durch den Anschluss an den Wasserweg (Rheinhafen) kann eine hervorragende Logistik gewährleistet werden, die Biomasseversorgung dieses Standortes kann somit sowohl regional als auch überregional gesichert werden. Ähnliches gilt für Brunsbüttel. Für den Standort Uelzen ist die gesicherte Versorgung mit günstiger Biomasse (Stroh) ein herausragender Standortvorteil. Zudem ist eine industrielle Infrastruktur vorhanden, die Synergien mit der örtlichen Industrie ermöglicht /7/. Die Mindestanforderungen an geeignete Standorte sind in Kapitel 5.3 näher ausgeführt .

Die Kosten für die BtL-Herstellung sollen in der β -Anlage bei 0,90 €/l und in einer der geplanten Σ -Anlagen (1 Mio. Mg Input TM) bei 0,70 €/l liegen /7/.

3.2.2 „BIOLIQ“ FORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE / FIRMA LURGI

Dem Bioliq-Verfahren des Forschungszentrums Karlsruhe (FZK) und der Firma Lurgi liegt die Idee zu Grunde, den Prozess der Biomasseaufbereitung von der Vergasungs- und Verflüssigungsstufe räumlich zu trennen, um dem dezentralen Vorkommen von Biomasse gerecht zu werden. Außerdem ist nur ein flüssiger Input für die zum Einsatz kommenden Vergasertypen geeignet. Der Rohstoff soll zunächst in dezentralen kleineren Schnellpyrolyseanlagen mit einer Kapazität von ca. 200.000 Mg TM/a zu einer pumpfähigen Suspension aus Pyrolysekoks, Kondensat und Teer, dem so genannten Slurry, verarbeitet werden. Der poröse und fein gemahlene Strohkoks kann z. B. 78 Gew.-% Teer und Kondensat aufnehmen und ermöglicht damit die Herstellung einer stabilen, pumpfähigen Suspension. Deren Energiegehalt liegt, bezogen auf das Gewicht, mit ca. 5 kWh/kg /17/ um ein Fünftel höher als der Energiegehalt der Biomasse und bei ca. 80 – 90 % von Rohöl /64/. Da sich insbesondere bei der Verarbeitung von Stroh eine starke Volumenreduktion um den Faktor 6 ergibt /64/, soll die Pyrolysestufe in erster Linie ein transportwürdiges und flüssiges Produkt erzeugen. Ein weiterer Vorteil der Slurryherstellung ist die Vereinheitlichung der Rohstoffbasis für den Vergasungsprozess. Transport und Einspeisung der pumpfähigen Suspension in den Vergaser sind technisch weit weniger aufwendig als die Verwendung von Feststoffen /64/. Die Pyrolyseanlagen sollen ihre Rohstoffe aus einem Einzugsgebiet von ca. 25 km im Umkreis erhalten.

Der Slurry soll anschließend zu einer zentralen Umwandlungsanlage transportiert werden. Dabei sind Transportentfernungen zwischen Pyrolyseanlagen und BtL-Werk von maximal 250 km vorgesehen. Idealerweise sollte diese Umwandlungsanlage an einem Raffineriestandort angesiedelt sein und auch über Verarbeitungskapazitäten in der Größenordnung einer Raffinerieanlage verfügen, da sowohl die Vergasung als auch die Fischer-Tropsch-Synthese erst ab dieser Skalierung ökonomisch darstellbar sind. Es werden Größenordnungen bis zu 5 Mio. Mg BtL / Jahr als Produktionskapazität angestrebt

/64/. Die dafür insgesamt benötigte Rohstoffmenge läge damit bei einem Minimum von 37 Mio. Mg Biotrockenmasse.

Die Weiterverarbeitung des Slurry erfolgt in einer Hochdruck-Flugstromvergasung bei einer Temperatur von über 1.200 °C und einem Druck zwischen 30 und 100 bar nach einem Verfahren, das in Zusammenarbeit mit der Firma future-energy weiterentwickelt wurde. Das erzeugte Synthesegas kann nun entweder über die Fischer-Tropsch-Synthese zu BtL verarbeitet oder direkt zu Methanol umgewandelt werden. Methanol kann zum einen als Ausgangsprodukt für unterschiedliche chemische Prozesse⁶ dienen oder ebenfalls über den Weg der katalytischen Umsetzung und Oligomerisierung zu synthetischen Diesel- und Benzinkraftstoffen umgesetzt werden /90/. Abbildung 3-21 gibt einen Überblick über das logistische Biomassekonzept des BioLiq-Verfahrens.

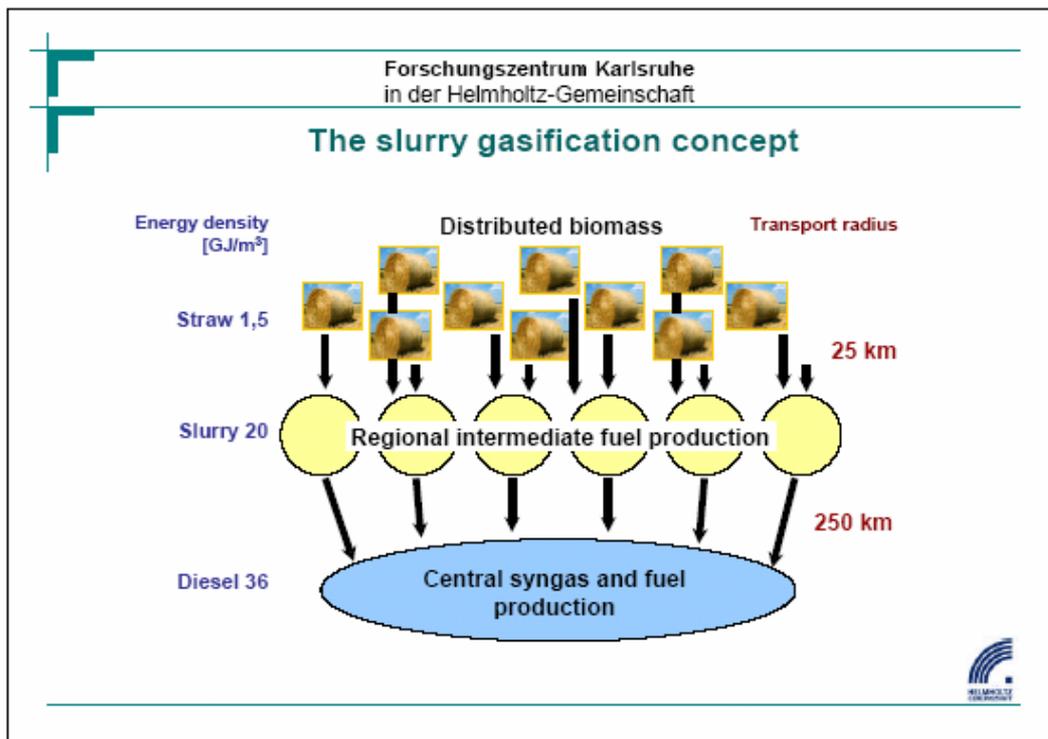


Abbildung 3-21: Biomasse-Logistikkonzept des FZK.

Als Rohstoffbasis wurden bisher Holz und Stroh erfolgreich eingesetzt, weitere Rohstoffe wie z. B. Papier, Rückstände aus der Biodiesel- oder Ethanolproduktion sowie Energiepflanzen befinden sich noch im Erprobungsstadium /17/.

Zur Zeit ist eine Demonstrationsanlage am Forschungszentrum Karlsruhe im Bau. Die Aggregate zur Biomassekonditionierung (Schneidmühlen zur Strohzerkleinerung), Schnellpyrolyse und Slurryherstellung wurden bereits im Jahr 2006 errichtet. Es können

⁶ Methanol kann, wie Erdöl, als Kohlenstoffquelle für die chemische Industrie dienen. Es ist ein vielseitig verwendbarer Rohstoff, der als Grundlage für unterschiedliche hochwertige Chemieprodukte dient.

500 kg Biomasse pro Stunde verarbeitet werden. Die von der Firma Lurgi erstellte Anlage hat eine thermische Leistung von 2 MW /17/. Das „Upscaling“ um den Faktor 45 auf die Kapazität der dezentralen Pyrolyseanlagen soll mittlerweile problemlos möglich sein /64/.

Die Flugstrom-Hochdruckvergasung zur Verarbeitung des Slurry soll im Jahr 2007 fertig gestellt werden. Bisher wurden Vergasungsversuche erfolgreich in den Anlagen der Firma future-energy in Freiberg durchgeführt. Die Vergasungsversuche führten zu unterschiedlichen Gaszusammensetzungen bezüglich der Anteile von CO und CO₂, der Wasserstoffanteil blieb jeweils mit ca. 25 bis 30 % relativ stabil /17/.

Der energetische Wirkungsgrad des Prozesses wird mit einer Energieausbeute an flüssigen Produkten aus der Fischer-Tropsch-Synthese von 45 % angegeben⁷, daneben ist jedoch auch die Nutzung von Prozessenergie zur Strom- und Wärmebereitstellung möglich. Die Massenbilanz zeigt, dass für die Produktion von 1 Mg Sunfuel ca. 7,5 Mg Stroh benötigt werden. In Abbildung 3-22 sind diese Zusammenhänge in der Übersicht dargestellt.

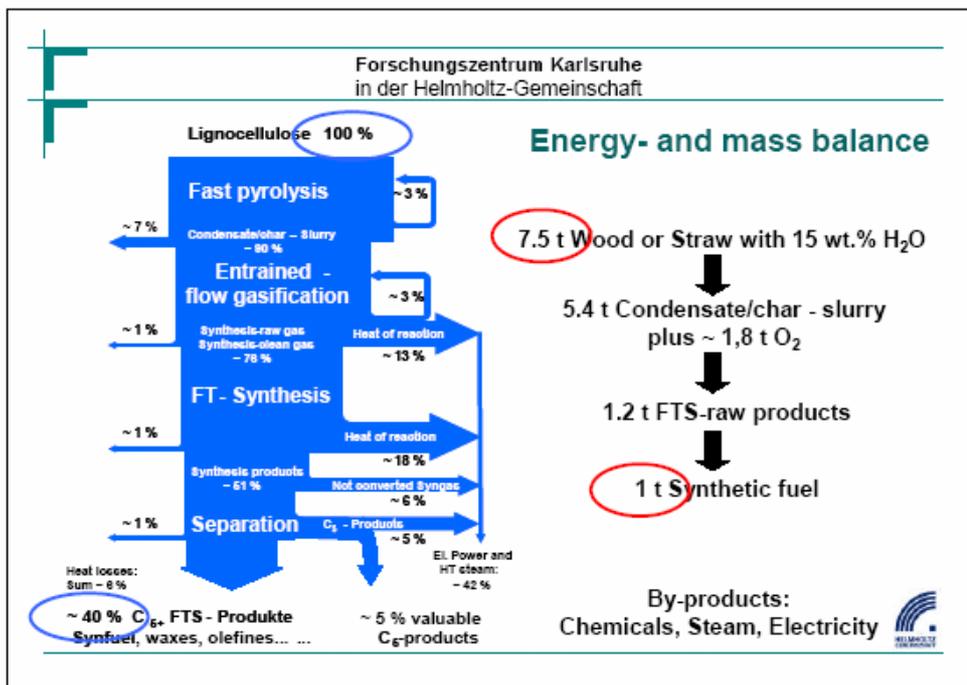


Abbildung 3-22: Schematische Darstellung der Energie- und Massenbilanz des „BioLiq“-Verfahrens des FZK /17/

Der Aufbau einer BtL-Produktionskette nach dem Modell des FZK erfordert die Errichtung einer zentralen Vergasungs- und Verflüssigungsanlage sowie parallel dazu den Aufbau

⁷ Davon werden 40 % in Form von Kohlenwasserstoffen mit mehr als 6 C-Atomen für die Verwendung als Treibstoff gewonnen, 5 % sind C-6-Ketten.

zahlreicher Pyrolyseeinheiten zur Slurryproduktion. Um eine zeitliche Entzerrung der Bauphase zu erreichen, sind zwei unterschiedliche Herangehensweisen denkbar:

Zum einen könnte mit dem Bau der zentralen Vergasungs- und Verflüssigungseinheit begonnen werden. Bis die Rohstoffversorgung mit Biomassesslurry durch die dezentralen Pyrolyseeinheiten gesichert werden kann, ist die Vergasung von Kohle denkbar. Die Vergasungsanlagen sind als modulare Einheiten konzipiert, so dass eine parallele Verarbeitung der Rohstoffe möglich ist.

Für die Entwicklung der Biomasseregion Nordhessen ist eher die umgekehrte Vorgehensweise vorteilhaft. Für die in einer Pyrolyse-Pilotanlage produzierte Slurrymenge sind bis zur Erstellung der zentralen BtL-Anlage alternative Absatzwege in Heizkraftwerken denkbar. Diese Verwertung ermöglicht auch die Nutzung der Förderung durch das EEG.

Die Kosten für die Errichtung einer Pyrolyseanlage werden von Herrn Prof. Noweck von der Firma Lurgi mit einer Größenordnung von 20 bis 30 Mio. € angegeben /64/. Dieser Finanzierungsumfang liegt noch in einem Bereich, der von einem Zusammenschluss von Landwirten in Form einer Genossenschaft getragen werden könnte. Ähnliche Organisationsformen sind z. B. im Bereich der Zuckerverarbeitung erprobt und belassen einen höheren Anteil der Wertschöpfung im ländlichen Raum.

Der Investitionsbedarf für die zentrale BtL-Anlage zur Produktion von 1 Mio. Mg Treibstoff (Rohstoffbedarf 5,4 Mio. Mg Slurry) liegt in der Größenordnung von 600 bis 700 Mio. € /64/. Die Gestehungskosten pro Liter BtL liegen zwischen 1,00 € und 1,25 €. Abbildung 3-23 zeigt die Kostenstruktur in Abhängigkeit von der Größe der Vergaser/Syntheseanlage und zentraler bzw. dezentraler Slurryerzeugung.

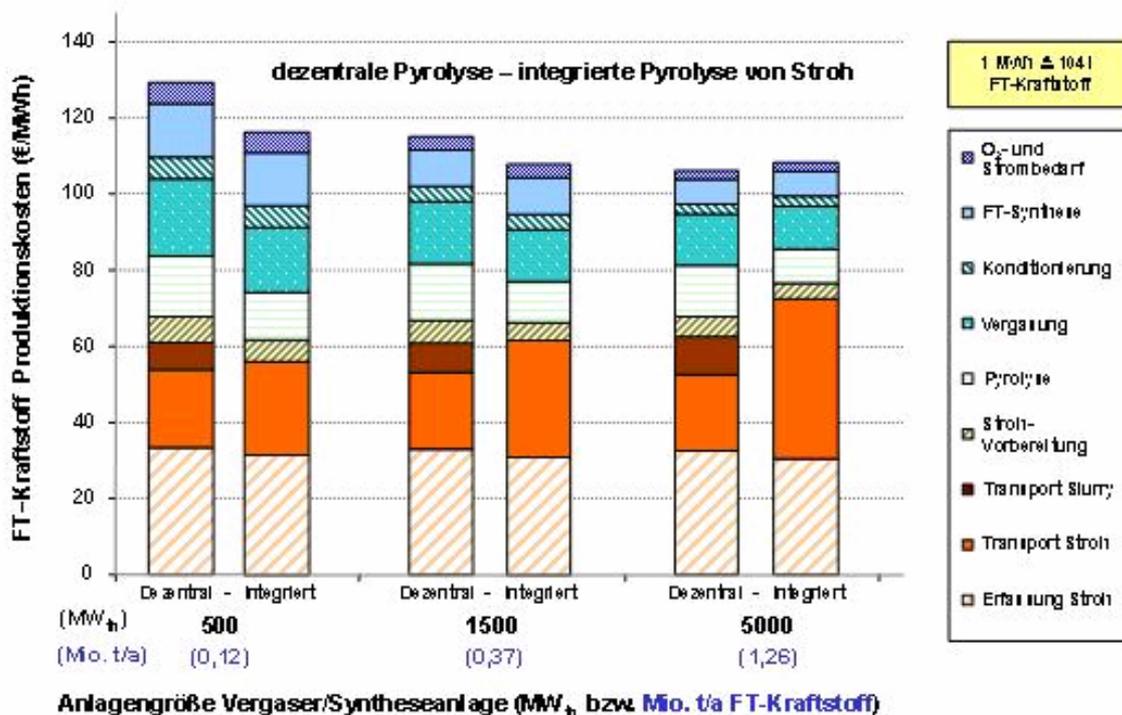


Abbildung 3-23: Vergleich der Gestehungskosten von BtL in Abhängigkeit von der Größe der Vergaser/Syntheseanlage und zentraler bzw. dezentraler Slurryerzeugung /58/

Abbildung 3-23 zeigt, dass die Synthesekosten mit steigender Anlagengröße sinken. Ein Preisvorteil durch die Dezentralisierung der Slurryerzeugung ergibt sich erst ab einer BtL-Produktionsmenge von ca. 1 Mio. Mg/a. Ab dieser Anlagendimensionierung (mit zentraler Pyrolyse) steigen die Transportkosten für das Stroh stark an und kompensieren damit den Vorteil der zentralen Pyrolyse, der in einer Kostendegression und steigendem Wirkungsgrad in Anlagen mit hoher Leistung liegt. Der in diesem Vergleichszenario günstigste Preis von 1,00 € / l BtL wird über eine dezentrale Pyrolyse und zentrale BtL-Herstellung bei einer Produktionskapazität von 1,26 Mio. Mg BtL / a (5.000 MW_{th.}) erreicht.

Ein Vergleich mit den Gestehungskosten für mineralischen Dieselmotorkraftstoff zeigt, dass ab einem Rohölpreis von ca. 80,- \$/Barrel der Dieselpreis, allerdings inklusive der Mineralölsteuer, bei ca. 1,- € pro Liter liegt /58/. Der bisherige Höchstpreis für Rohöl lag Mitte August 2006 bei 78,- \$ / Barrel und ist zum Jahresende wieder auf knapp 60,- \$ / Barrel gesunken /93/.

3.2.3 „METHANOL TO SYNFUEL“ (TU BERGAKADEMIE FREIBERG)

An der Bergakademie Freiberg wird der Forschungsschwerpunkt am Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen unter Leitung von Prof. Bernd Meyer derzeit auf die Entwicklung der Vergasungstechnik gelegt. Das Verfahren der Bergakademie Freiberg kombiniert zwei großtechnisch erprobte Vergasertechniken, indem es eine druckaufgeladene stationäre Wirbelschicht als Hochtemperaturvergasung mit einer Festbettvergasung der Firma Lurgi kombiniert und an die Erfordernisse der Biomasse anpasst. Das Verfahren zielt auf den Einsatz sehr unterschiedlicher Biomassen ab, der Forschungsschwerpunkt liegt derzeit auf der Vergasung von Holz, Stroh und Braunkohle.

Am Ende des einstufigen Vergasungsprozesses steht die Methanolsynthese, wobei dieses Methanol dann entweder direkt verwendet werden kann (etwa in Brennstoffzellen) oder an einem zentralen Raffineriestandort über das MtSynfuel®-Verfahren der Firma Lurgi in einen synthetischen Kraftstoff weiter verarbeitet werden soll (vgl. Abbildung 3-24). Sowohl die Vergasung als auch die Synthese befinden sich noch im Planungsstadium /90/.

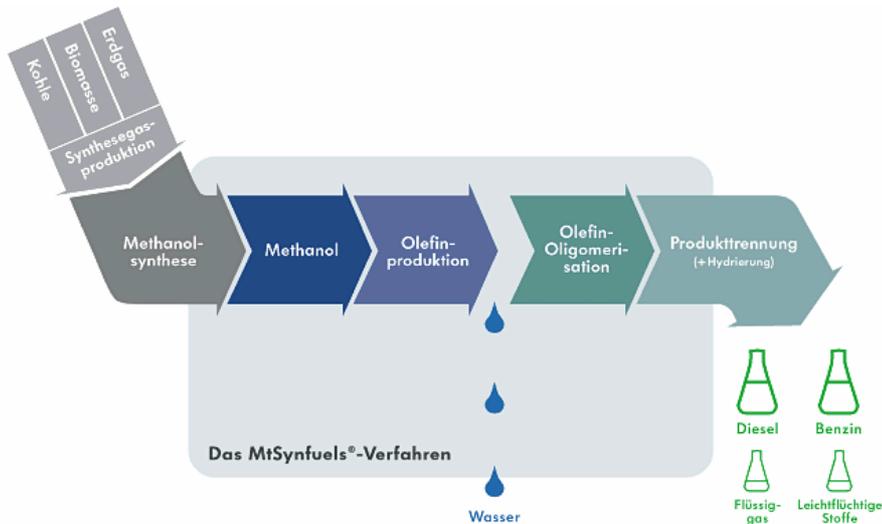


Abbildung 3-24: MtSynfuel-Verfahren von Lurgi Quelle: /90/

Von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) werden zur Zeit die Planungsleistungen für die Errichtung einer Pilotanlage am Standort Freiberg unterstützt, die die Themen Brennstoffaufbereitung und –einspeisung, Vergasung, Rohgaskonditionierung, Wasserwäsche, Fackelgasaufbereitung, CO-Shift/Rectisol und Methanolsynthese umfassen /43/. Das Projekt wird von zahlreichen Industrieunternehmen unterstützt wie z.B. RWE Power AG, Vattenfall Europe Generation AG, Uhde GmbH, Total Deutschland GmbH, Lurgi AG, Daimler Chrysler AG und Volkswagen AG. Technische Unterstützung erfährt das Projekt auch durch die CAC Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH /26/.

Die Pilotanlage ist mit einer thermischen Vergaserleistung von 10 MW geplant. Die Vergasung erfolgt bei einer Temperatur zwischen 900 °C und 950 °C und einem Druck von ca. 25 bar unter Zugabe von Sauerstoff und Wasserdampf. Unter diesen Konditionen soll eine Kohlenstoff-Konversionsrate von nahezu 100 % erreichbar sein /60/.

Der Herstellungsprozess für BtL nach dem Konzept der Bergakademie Freiberg ermöglicht die räumliche Trennung der Verfahrensschritte Biomasseaufbereitung, Vergasung/Verflüssigung und BtL-Herstellung. Die Biomasse wird zunächst durch eine Pelletierung in ein möglichst gleichmäßiges Eingangsprodukt überführt. Die Aufbereitung soll in kleinen dezentralen Einheiten mit einer Verarbeitungskapazität von ca. 50.000 Mg/a erfolgen, um auf diese Weise dem dezentralen Anfall von Biomasse Rechnung zu tragen und lange Transportdistanzen für die unaufbereiteten Rohstoffe zu vermeiden. Insbesondere bei der Verarbeitung von Stroh ermöglicht die Pelletierung eine vollständige Ausnutzung der zulässigen Nutzlast von Lastwagen bzw. Tiefladern /37/. Die im BtL-Konzept der TU Freiberg vorgesehene Vergasungsanlage soll mit einer thermischen Leistung von zwei mal 150 MW ausgestattet sein und die Biomasse von 10 Aufbereitungsanlagen zu Methanol verarbeiten können (500.000 Mg/a).

Mit dem Methanol wird ein energiereiches und damit transportwürdiges Gut erzeugt, das zur Weiterverarbeitung zu Diesel oder Benzin über das Synfuel-Verfahren in eine Anlage

an einem Raffineriestandort verbracht werden kann. Die Produktionskapazität dieser Anlage soll bei einer Diesel/Benzinproduktion von 110.000 Mg/a liegen, entsprechend einer thermischen Leistung von 160 MW. Als alternativer Nutzungsweg steht die Verwendung in der chemischen Industrie zur Verfügung. Abbildung 3-25 zeigt ein schematisches Verfahrensfliessbild.

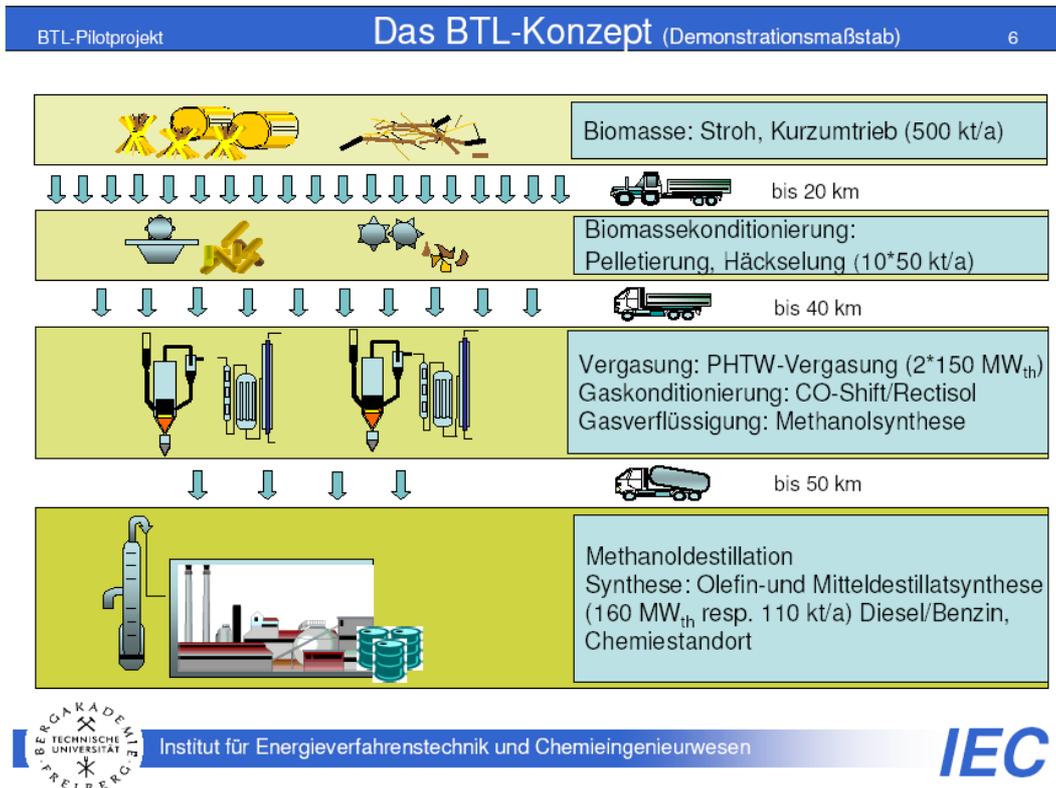


Abbildung 3-25: Verfahrensfliessbild der BtL-Erzeugung nach dem Verfahren der Bergakademie Freiberg, Quelle: /2/

Für dieses Verfahren ist bisher keine ökonomische Bewertung vorgenommen worden.

3.2.4 CLAUSTALER UMWELTECHNIK INSTITUT GMBH (CUTEC VERFAHREN)

Beim CUTEC-Verfahren erfolgt die Synthesegaserzeugung in einer einstufigen, atmosphärischen, zirkulierenden Wirbelschicht mit Wasserdampf oder Sauerstoff als Vergasungsmittel. Mit dieser vergleichsweise einfachen Technologie soll das Verfahren für die Verarbeitung sehr unterschiedlicher Biomasse geeignet sein. Gerade in dieser einfachen Prozesstechnik liegt aber ein Nachteil, da nach Meinung von Experten die Erzeugung eines für die anschließende FT-Synthese geeigneten Gases mit einem atmosphärisch betriebenen Vergasungsverfahren nicht gelingen kann. Weiterhin wird insbesondere die bislang nicht nachgewiesene scale-up Fähigkeit als größtes Handicap angesehen, d.h. ob diese Technologie außerhalb des Labormaßstabs funktioniert, wurde bislang nicht geklärt.

3.2.5 VERFAHREN DES BIOMASSEHEIZKRAFTWERKS GÜSSING

Auch im Verfahren am Standort Güssing liegt der Entwicklungsschwerpunkt in der Vergasungstechnologie. Das im Jahr 2002 in Betrieb genommene Kraftwerk mit einer thermischen Leistung von 23 MW und einem Brennstoffverbrauch von knapp 20.000 Mg/a erzeugt über einen Holzvergasungsprozess Synthesegas, welches über den Betrieb eines Blockheizkraftwerkes Strom und Fernwärme produziert. Das Synthesegas kann jedoch auch, wie für die vorhergehenden Verfahren beschrieben, zu Treibstoff verflüssigt werden. Der Standort ist in das europaweite RENEW-Projekt eingebunden, das sich mit der Entwicklung und Optimierung verschiedener Treibstoffe und Treibstoffproduktionsalternativen beschäftigt. Unter anderem ist das Institut CUTEC in Claustal in die Forschungsarbeiten bezüglich der Verbesserung der Vergasungstechnik sowie der Fischer-Tropsch-Synthese eingebunden. Die Forschungsaktivitäten stehen hier jedoch noch am Anfang /21/.

Die Besonderheit des in Güssing verwendeten Vergasungssystems liegt in der Kombination einer stationären mit einer zirkulierenden Wirbelschichtanlage. Mit dieser Technik gelingt es, die Vergasungsreaktion von der Verbrennungsreaktion zu trennen und ein weitgehend stickstofffreies Produktgas zu gewinnen. Die für die Vergasungsreaktion nötige Wärme wird über die Verbrennung von einem Teil der Biomasse in der zirkulierenden Wirbelschicht erzeugt und mit dem heißen Bettmaterial in die stationäre Wirbelschicht, in der die Vergasung stattfindet, übertragen. Durch die Verwendung von Dampf als Vergasungsmedium spielt der Feuchtegehalt der verwendeten Biomasse eine untergeordnete Rolle. Als Rohstoff werden derzeit ausschließlich Holzhackschnitzel aus der walddreichen Region im Umkreis von 5 km um das Kraftwerk verwendet /67/. Einen Überblick über den Aufbau des Kraftwerkes gibt Abbildung 3-26.

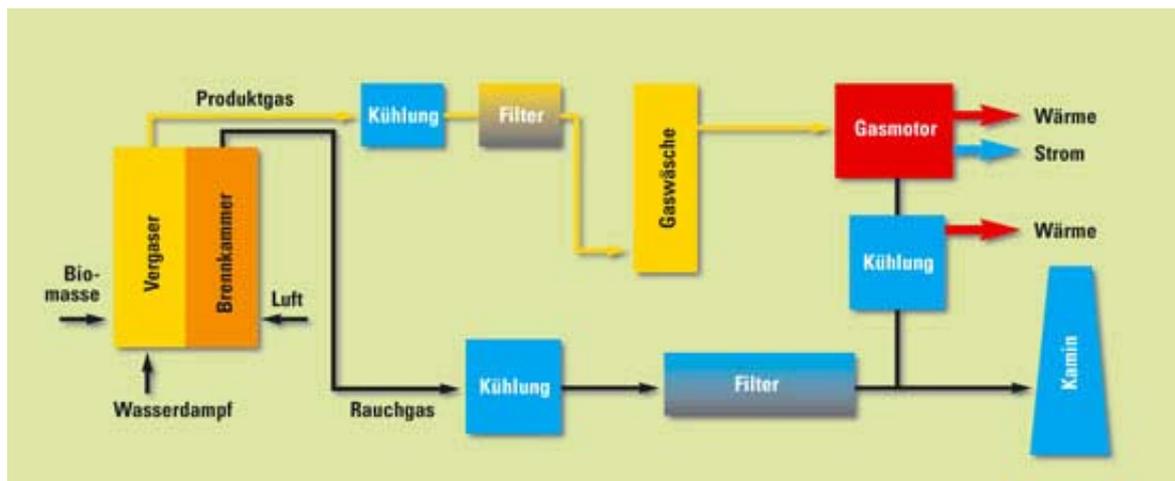


Abbildung 3-26: Schematische Darstellung der Gaserzeugung im Biomasse-Fernheizwerk Güssing /67/

3.2.6 DRUCKLOSE VERÖLUNG

Bei der Direktverflüssigung soll Biomasse ohne den Umweg der Synthesegaserzeugung in einen flüssigen Kraftstoff verwandelt werden. Das verheißt einen erheblich besseren Wirkungsgrad als bei den Synthesegas-Verfahren. Vergleichbar ist diese Entwicklung mit der Direktverflüssigung von Kohle unter hohem Druck (entwickelt von der IG Farben), die ebenfalls höhere thermische Wirkungsgrade besitzt (bis zu 63%) als das Vergasen von Kohle mit anschließender FT-Synthese (etwa 44 %). Beide Verfahren erleben gerade in China eine Renaissance, denn dort herrschen für eine wirtschaftliche Kohle-Verflüssigung günstige Rohstoff- und Lohnkosten. Die Verfahren zum direkten Verflüssigen von Biomasse befinden sich erst am Anfang ihrer Entwicklung und bestehen derzeit nur in der Planungsphase bzw. im Laborstadium /91/.

Ein Verfahren zur Niedertemperaturkonvertierung von Biomassen wird derzeit an der Fachhochschule Gießen-Friedberg von Prof. Dr. Ernst Stadlbauer entwickelt. Eine Versuchsanlage mit einer Verarbeitungskapazität von bis zu 50 kg Reststoffe pro Stunde wurde über mehrere Wochen an einem Kläranlagenstandort erprobt. Als Ausgangsbasis für die Umwandlung dienten Klärschlamm und Tiermehl. Das erzeugte Produkt entspricht in seiner Qualität dem Rohöl und muss für die weitere Verwendung als Kraftstoff entsprechend aufgearbeitet werden. Es kann jedoch als Ersatz für Heizöl eingesetzt werden /15/.

Ein weiteres Verfahren zur Direktumwandlung organischer Substanzen wurde von Prof. Thomas Willner an der Hochschule für angewandte Wissenschaften in Hamburg im diskontinuierlichen Betrieb (Batch-Verfahren) entwickelt. Auch dieses befindet sich derzeit noch im Laborstadium. Es müssen insbesondere der kontinuierliche Betrieb und eine autarke Wasserstoffversorgung nachgewiesen bzw. entwickelt werden. Weitere Varianten der Direktverflüssigung sind beispielsweise die Depolymerisation, auch als katalytisches Cracken von Kohlenwasserstoffketten bekannt. Das katalytische Cracken wird bereits erfolgreich bei Altölen und Kunststoffen angewendet. Da die Produktqualität aber nicht den Ansprüchen moderner Pkw-Dieselmotoren entspricht, besteht hier, insbesondere aber auch beim Einsatz von Biomasse, noch erheblicher Entwicklungsbedarf /91/.

Das so genannte Alphakat-Verfahren von Dr. Christian Koch, das mit Hilfe eines Katalysators bei einer Temperatur um 300 °C ohne Druckerhöhung aus allen kohlenwasserstoffhaltigen Rohstoffen Diesel zu einem Gestehungspreis von 0,20 €/l produzieren soll, ist bisher noch nicht in einer Demonstrations- oder Pilotanlage nachvollziehbar zu prüfen gewesen.

Eine kürzlich veröffentlichte Studie der TU Berlin, die den derzeitigen Forschungsstand zur Direktverflüssigung darstellt und bewertet, kommt zusammenfassend zu dem Schluss, dass auch heute noch die wissenschaftliche Untersuchung der Prozesse, die der Direktverflüssigung zu Grunde liegen, unzureichend ist und somit einige verfahrenstechnische Probleme noch nicht lösbar sind. Die Autoren konstatieren, von vielen Verfah-

rensentwicklern „werden zum Teil abenteuerliche Annahmen zum Reaktionsgeschehen getroffen, die einer chemisch fundierten Überprüfung nicht standhalten“ /4/.

3.2.7 FAZIT TECHNOLOGIE UND ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR KRAFTSTOFFE DER ZWEITEN GENERATION

Die technische Entwicklung der Verfahren zur Herstellung von Treibstoffen der „2. Generation“ befindet sich in unterschiedlichen Stadien. Mit der Errichtung der β - Demonstrationsanlage mit einer jährlichen Produktionskapazität von 13.000 Mg (30 MW_{th}) sowie der Planung der ersten Produktionsanlage im industriellen Maßstab (ca. 800 MW_{th}) ist das Verfahren von CHOREN am weitesten ausgereift. Das Konzept sieht die Errichtung einer zentralen Anlage an einem Industriestandort vor, die nach Möglichkeit mit nicht vorbehandelter, trockener Biomasse aus der Region versorgt wird.

Im Forschungszentrum Karlsruhe, das in Zusammenarbeit mit der Firma Lurgi das so genannte „Bioliq-Verfahren“ entwickelt, besteht seit 2006 eine Demonstrationsanlage zur Pyrolyse mit einer Leistung von 2 MW (500 kg Biomasse/h). Die Vergasungsanlage für das Slurry soll in 2007 fertig gestellt werden. Im Gegensatz zum Konzept der Firma CHOREN strebt das FZK eine dezentrale Biomassevorbehandlung an. Der Schritt der Slurryherstellung soll in dezentralen Anlagen erfolgen, die in Gewerbegebieten untergebracht werden können und einen Biomassebedarf von 200.000 Mg TM/a aufweisen, während die Vergasung und Verflüssigung in Anlagen mit einer Produktionskapazität von 1 - 5 Mio. Mg BtL-Output kostengünstig an einem Industriestandort durchgeführt werden kann.

Das Verfahren der Universität Freiberg befindet sich noch im Stadium einer Pilotanlage. Der Schwerpunkt der aktuellen Entwicklungsarbeit liegt auf der Vergasungstechnik, die Verflüssigung erfolgt über den Weg der Methanolsynthese aus dem Synthesegas. Auch mit diesem Verfahren wird ein dezentraler Ansatz verfolgt: Biomasseaufbereitung und Methanolherstellung erfolgen dezentral, während die Umwandlung des Methanols in BtL in einer zentralen Raffinerieanlage stattfinden soll.

Im Biomassefernheizwerk Güssing wird seit 2002 eine Biomassevergasungsanlage mit einer Leistung von 23 MW_{th} betrieben. Der Forschungsschwerpunkt lag auf der Optimierung der Gasqualität der kombinierten stationären und zirkulierenden Wirbelschicht. Das Gas dient hauptsächlich dem Betrieb eines KWK-Motors. Es werden jedoch auch weitere Wege zur Gasaufbereitung erforscht. Seit 2004 existiert eine Versuchsanlage zur Verflüssigung nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren.

Das CUTEC-Verfahren beruht auf der Vergasung mittels einer atmosphärischen, zirkulierenden Wirbelschicht, die die Verwendung sämtlicher, auch feuchter Biomassen erlauben soll. Der Forschungsschwerpunkt liegt hier ebenfalls noch in der Vergasung, bisher erfolgt die Forschung im Labormaßstab. Die Cutec-GmbH ist in die Koordinierung des Forschungsprojektes BioLog eingebunden.

Sämtliche Verfahren der drucklosen bzw. katalytischen Verölung befinden sich derzeit noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Auch von der Firma Alphakat, die bereits die Marktreife erreicht haben will, ist derzeit keine in Funktion befindliche Demonstrationsanlage bekannt.

Eine mittelfristige, großtechnische Umsetzung ist in erster Linie bei dem Verfahren der Firma CHOREN, die von der Mineralölindustrie unterstützt wird, sowie bei dem Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe, das mit der Firma Lurgi zusammenarbeitet, zu erwarten. Die weiteren beschriebenen Verfahren befinden sich noch im Stadium der Forschung und Optimierung und lassen erst langfristig eine großtechnische Realisierung erwarten.

Für die beiden erstgenannten Verfahren gilt gleichermaßen der Grundsatz, dass das „upscaling“ der Anlagen mit einer Steigerung des Wirkungsgrades einhergeht. Eine Zentralisierung der Technik hat jedoch immer eine Verlängerung der Transportwege zur Folge. Aus ökologischer Sicht fällt dieser Nachteil jedoch kaum ins Gewicht, der Vorteil der höheren Effizienz einer Großanlage überwiegt /46/. Auch für den dezentralen Ansatz des Forschungszentrums Karlsruhe ist demnach die Errichtung möglichst leistungsstarker Pyrolyseanlagen von Vorteil. Auch die ökonomische Betrachtung führt zu vergleichbaren Ergebnissen. Erst ab einer Anlagengröße von 4.000 MW ⁸ zeigt die räumliche Auslagerung der Pyrolysestufe wirtschaftliche Vorteile gegenüber der räumlich in die Vergasungsanlage integrierten Pyrolyse /56//57/.

Tabelle 3-7 gibt einen Überblick über den Entwicklungsstand der Technologien.

⁸ Diese Leistung entspricht dem Produktionsvermögen von 1 Mio. Mg BtL pro Jahr.

Tabelle 3-7: Übersicht über die am weitesten fortgeschrittenen Verfahren zur Herstellung von BtL

	Choren	FZK Bioliq / Lurgi	Uni Freiberg	Güssing	CUTEC
Biomasselogistik	Zentrales Konzept mit direkter Verarbeitung der Biomasse Biomassebedarf: 1 Mio. Mg/a BtL-Produktion: 200.000 Mg/a	dezentrales Konzept mit Biomassevorbehandlung durch Pyrolyse (Slurry), Biomassebedarf 200.000 Mg/a Vergasung / BtL-Herstellung zentral (Zielgröße: BtL-Produktion 5 Mio. Mg/a)	dezentrale Biomassekonfektionierung Biomassebedarf 50.000 Mg/a (10 Anlagen) Vergasung / Methanolherstellung 2 Anlagen Methanolverarb. MtSynfuel 1 Anlage 160 MWth BtL-Produktion 110.000 Mg/a	zentrale Belieferung Rohstoffbedarf 20.000Mg/a für die Vergasung	eingebunden in BioLog-Forschungsprojekt
Rohstoffe	Holz / Stroh	Holz / Stroh weitere (Papier, Rückstand Biodiesel / Ethanol, Energiepflanzen) sind Gegenstand zukünftiger Forschung	Holzchips, Holzpellets, später Strohpellets, Braunkohle	Holz hackschnitzel	sämtliche Biomassefraktionen
Hilfsstoffe	Sauerstoff, Wasserstoff	Sauerstoff, Wasserstoff	Sauerstoff	Stickstoff als Spül- u. Sperrgas	
Vergasungstechnik	Carbo-V-Verfahren; 3-Stufig (Niedertemperatur, Hochtemperatur, endotherme Flugstrom)	Hochdruck-Flugstromvergasung (future energy) mit reinem Sauerstoff; 30 - 100 bar, 1.200 °C (oberhalb Ascheschmelzpunkt), 500 kg/h -> 2-3 MW Gasausbeute (Zusammensetzung) noch recht unterschiedlich	Kombination Lurgi-Festbett und Hochtemperatur-Wirbelschicht 2*150 MWth (25 bar, > 900°C; 98% C-Konversion, 10 MW)	Kombination stationäre und zirkulierende Wirbelschichtanlage, Vergasungsmedium Wasserdampf	atmosphärische, zirkulierende Wirbelschicht
Reifegrad der Technik	Pilot- und Demoanlage vorhanden, erste großtechnische Werk in Vorbereitung	Slurryherstellung im Pilotanlagenstadium (Holz / Stroh), Vergasungsversuche bei future-energy in Freiberg (3-5 MW) FT-Synthese Stand der Technik	Vergaser Pilotstadium, hier liegt der Schwerpunkt, Verarbeitung des Gases über Methanol Lurgi-MtL	Vergasung im Pilotstadium, BtL-Erzeugung im Forschungsstadium, Versuchsanlage in Güssing	Vergaser im Laborstadium
Wirkungsgrad (energetisch)	50%	42%	50%	??	?
Koppelprodukte	Naphta, Dampf, CO ₂ , Schlacke	Naphta, Dampf, CO ₂ , Schlacke	Naphta, Dampf, CO ₂ , Schlacke	??	
Anlagenkapazität	Pilotanlage (ab 2007): 30 MW _{th} , ca. 70.000 Mg Biomasse, ca. 15.000 Mg/a BtL Industrieanlage (ab 2009): 800 MW _{th} 1. Mio Mg Biomasse, output 200.000 Mg BtL	Versuchsanlage Pyrolyse (seit 2005): 2 MW _{th} , Biomassebedarf 500 kg/h; Ende 2006: Fugstromvergasung 360 kg Slurry/h ab 2007: output 70 kg/h / Benzin / Diesel	Biomassekonditionierung: 10 * 50.000 Mg Vergaser 2*150 MWth; Methanolsynthese BtL: 160 MWth; output 110.000 Mg Diesel/Benzin	Vergasung 23 MWth Verflüssigung Versuchsmaßstab	??
Investitionskosten	400 Mio. € sigma-Anlage	Pyrolyseanlage (200.000 Mg input): 20 - 30 Mio € Vergasung / FT-Synthese (1 mio. Mg output): 600 - 700 Mio. €	??	??	??
Gestehungskosten Produkt	ß-Anlage: 1,- €/l sigma-Anlage: 0,70 €/l Rohstoffkosten: max. 55,- €/Mg TS	ca. 1 € / l BtL (Stroh: 70,-€/t frei Werk, BtL-Anlage 1 Mio. t output)	??	??	??
Standortanforderungen	Bahnanschluss, Industriegebiet mit Bauhöhe >50 m Synergien: O ₂ - und H ₂ -Leitung, Wärmeabnehmer, Infrastruktur.	Pyrolyse: Gewerbegebiet BtL-Anlage: Industriegebiet, Synergien: O ₂ - und H ₂ -Leitung, Wärmeabnehmer, Infrastruktur	Vergaser: Industriegebiet BtL: Raffinerie- / Chemiestandort	??	??
Fächenbedarf	10 - 20 ha (2-16 ha Biomasselager)	Pyrolyse: 0,5 ha, BtL-Anlage: 500 ha,	??	??	??
Beschäftigte	150 Arbeitsplätze	Pyrolyse: 20 Personen BtL-Anlage: 300 Personen	??	??	??
Sonstiges	Eingebunden in renew, erstes Verfahren mit kompletter Pilotanlage	Eingebunden in renew		Eingebunden in renew, Gas wird in KWK eingesetzt	Eingebunden in renew

4 LOGISTIK

Während die Rohstoffpotenziale zur Erzeugung von Biokraftstoffen in Kapitel 2 dargestellt sind und Kapitel 3 die technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen erläutert, soll im folgenden die Verknüpfung dieser beiden Bereiche durch eine optimierte Logistik untersucht werden.

Bio-Rohstoffe liegen bis auf wenige Ausnahmen (z.B. Gülle) zunächst in fester Form vor und erfordern daher entsprechende Transporteinrichtungen auf Straße, Schiene oder Wasserstraße. Anders bei Erdöl oder Erdgas, die bei ihrem Massentransport durch Leitungssysteme (Pipelines) gepumpt werden. Viele Bio-Rohstoffe weisen zunächst auch relativ geringe Energiedichten auf, welche die lohnenden Transportentfernungen begrenzen (vgl. Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Transportwürdigkeit von Bio-Rohstoffen dargestellt am Anteil der Transportkosten bei LKW-Transport über 100 km

Bio-Rohstoff	€t	Lademenge [t]	Wert der Ladung	Transportkosten für 100 km	
				€/100 km	[% Warenwert]
Rapssaat	250	25	6.250 €	130 €	2,1%
Rapsöl	690	25	17.250 €	130 €	0,8%
Weizen	130	25	3.250 €	130 €	4,0%
Gerste	110	25	2.750 €	130 €	4,7%
Z-Rüben	45	25	1.125 €	130 €	11,6%
Ethanol-Rüben	20	25	500 €	130 €	26,0%
Silomais	22	25	550 €	130 €	23,6%
Stroh	40	20	800 €	130 €	16,3%
Waldholz hackschnitzel	90	20	1.800 €	130 €	7,2%

Neben Absatzwegen und Optionen für die Nutzung von Koppelprodukten sind dementsprechend auch logistische Voraussetzungen für den Transport von Rohstoffen oder Zwischenprodukten von großer Bedeutung. Dabei spielt für die Investoren auch die Option der internationalen Rohstoffbeschaffung zunehmend eine Rolle.

Im Folgenden werden Grundlagen und Logistikkonzepte für die unterschiedlichen Biokraftstoffe dargestellt.

4.1 LOGISTIK FÜR KRAFTSTOFFE DER ERSTEN GENERATION

Biokraftstoffe der ersten Generation beruhen im Wesentlichen auf Ackerkulturen. Deren Produktion in Nordhessen wird in Tabelle 4-2 zusammenfassend dargestellt. Für die Rohstoffe für diese Biokraftstoffe stellt sich die Frage der Logistikoptimierung wegen ihrer relativ hohen Transportwürdigkeit (vgl. Tabelle 4-1) weniger. Ausnahmen sind Bio-Ethanol aus Stroh, weshalb diese Kraftstoffart oft auch denen zweiter Generation zugeordnet wird, und Bio-Methan, da im Rahmen der Beschickung der Biogasanlage große

Transportvolumen zu bewältigen sind. Diese Fragen treten aber bei Biogasanlagen mittlerer und größerer Kapazität für die KWK-Nutzung ebenfalls auf.

Tabelle 4-2: Produktion an Ackerfrüchten und Koppelprodukten [t] in Nordhessen im Jahr 2005

Landkreis	Getreide	Raps	Silomais	Zuckerrüben	Getreidestroh	Rapsstroh	Rübenblatt
Werra-Meißner	113.189	11.478	54.020	52.761	75.000	22.000	36.500
Hersfeld-Rotenburg	100.054	10.815	53.047	3.926	75.000	21.000	2.700
Schwalm-Eder	306.865	26.860	93.229	199.232	172.000	53.000	65.000
Waldeck-Frankenberg	189.841	16.082	132.213	11.657	132.000	32.000	8.100
Kassel	222.438	19.418	84.879	84.902	122.000	38.000	59.000
Stadt Kassel	2.248	149	-	-	1.000	300	-
Fulda	130.681	13.069	110.607	3.420	99.000	26.000	2.300
Gesamt	1.065.316	97.871	527.995	355.898	676.000	192.300	173.600

4.1.1 PFLANZENÖLE, ALTFETTE

Die gesamte Rapsernte Nordhessens betrug 2005 rund 97.000 t Rapssaat. Dieser Rohstoff für die Herstellung von Pflanzenöl oder Biodiesel ist lagerfähig (> 91% TM) und ein transportwürdiges Gut (vgl. Tabelle 4-1). Zur Zeit wird der Raps nach der Ernte zu circa 70 % dem Landhandel angedient. Der Transport vom Feld zum Landhandel geschieht per Traktor mit Anhänger bei einem Transportvolumen von über 10 t. Danach vermarkten die Landhandelsorganisationen den Raps per LKW hauptsächlich nach Mainz, nach Neuss, nach Salzgitter oder zukünftig nach Frankfurt Höchst. Wie sich die regionalen Pressen in Obernjesa und Ebeleben auf die Transportströme auswirken, ist ungewiss. Sehr wahrscheinlich werden diese Bedarfsmengen jedoch hauptsächlich durch regionale Ernten bedient.

Von den Ölmühlen kann das produzierte Rapsöl direkt als Kraftstoff oder zur Weiterverarbeitung an Umesterungsanlagen zur Herstellung von Biodiesel geliefert werden. Beim Pressvorgang entsteht „Rapskuchen“ in einem Umfang von etwa $\frac{2}{3}$ der Masse des eingesetzten Raps. Der Presskuchen wird als Futtermittel eingesetzt und gelangt direkt oder als Beimischung zu Futtermitteln häufig über den Landhandel wieder zurück zum Landwirt. Dazu werden in der Regel auch LKW eingesetzt.

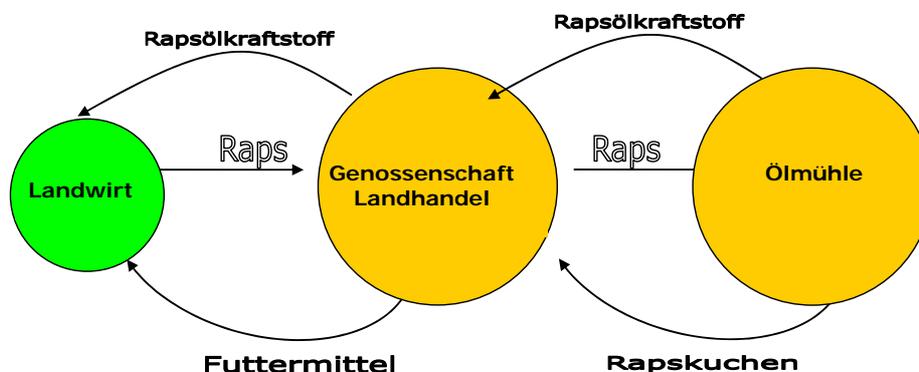


Abbildung 4-1: Warenströme und Transportwege bei der industriellen Pflanzenölgewinnung

Dezentrale Ölmühlen reduzieren die Transportwege und -kosten und erlauben die direkte Anlieferung von Rapssaat durch den Landwirt an die Ölmühle und im Gegenzug den direkten Bezug von Rapskuchen und Pflanzenölkraftstoff durch den Landwirt. Neben reduzierten Transportkosten ist eine höhere Wertschöpfung in der Region zu verzeichnen. Allerdings zeigen Untersuchungen der Erzeugergemeinschaft nachwachsende Rohstoffe w.V. /94/, dass auf Grund der Degression spezifischer Investitionskosten und höherer Ölausbeuten industrieller Ölmühlen die Anlieferung an zentrale Ölmühlen wirtschaftlicher sein kann.

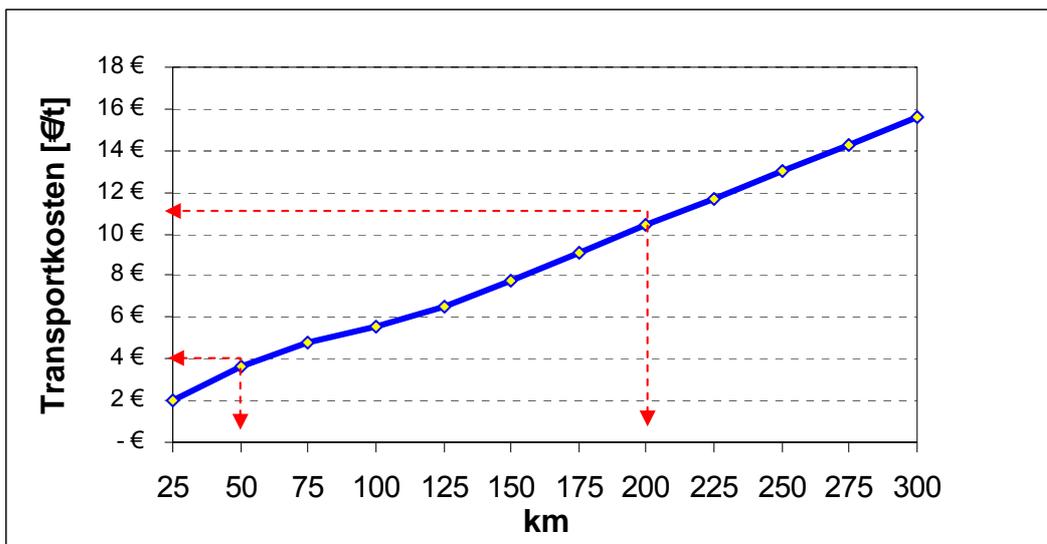


Abbildung 4-2: Zusammenhang zwischen Entfernung und spezifischen Transportkosten

Transportkosten bei dezentraler Ölmühle (Ø 50 km ~ 3,60 €/t)

Transportkosten bei dezentraler Ölmühle (Ø 200 km ~ 10,00 €/t)

Auf die aktuell schwierige wirtschaftliche Situation für Ölmühlen mittlerer Kapazität wurde hingewiesen (vgl. 3.1.1). Würde dennoch für den Bereich des Regierungspräsidiums Kassel eine weitere Ölmühle geplant und dabei die unterschiedlich hohen Rapserte-mengen der Landkreise (vgl. Tabelle 4-3) berücksichtigt, würde sich aus Sicht der Rohstoffverfügbarkeit ein optimierter Anlagenstandort im Nordteil des Schwalm-Eder-Kreises anbieten. Dort besteht allerdings schon die Anlage der RWZ in Borken. Da verkehrlich gesehen der Nord-Süd-Achse eine besondere Bedeutung zugemessen würde, wäre die Nähe zur Autobahn A7 empfehlenswert, womit die entlang der A7 liegenden Landkreise eine ausreichende Anbindung hätten. Der im Westen gelegene Landkreis Waldeck-Frankenberg sowie der im Osten befindliche Werra-Meißner-Kreis könnten die Transporte über Bundesstraßen realisieren.

Erfolgt bei der **Biodiesel**produktion auch die Gewinnung des Pflanzenöls an gleicher Produktionsstätte, so gelten die zuvor getroffenen Aussagen analog. Wird hingegen Pflanzenöl von Dritten bezogen, so zeigt Tabelle 4-1 die weiter abnehmende Bedeutung der spezifischen Transportkosten. Dennoch bieten Gleis- und Hafenan-schluss auch für

diese Anlagen bedeutende Vorteile, insbesondere vor dem Hintergrund des zunehmenden Einsatzes anderer Pflanzenöle (z. B. Soja- und Palmöl).

Werden **Altfette** zur Biodieselgewinnung eingesetzt, vollzieht sich der Transport dieser Rohstoffe zu den verarbeitenden Betrieben in der Regel als Sammeltransport per LKW. Anlieferungen von Altfetten können bei geringer Entfernung zur Umesterungsanlage möglicherweise auch im Einzeltransport erfolgen. Der Transport des gewonnenen Biodiesels zu den Verbrauchern wird meistens auch per LKW durchgeführt, sofern nicht eigene Kraftstofftankstellen vor Ort für Dritte zugänglich sind.

4.1.2 BIO-ROHSTOFFE FÜR DIE ETHANOLPRODUKTION (ZUCKER, STÄRKE, LIGNOCELLULOSE)

Da die Herstellung von Bioethanol aus verschiedenen Rohstoffen (z. B. Getreide, Zuckerrüben, lignozellulosehaltige Pflanzen) erfolgen kann, sind die Transportmöglichkeiten unterschiedlich. Auch die Dimensionierung von Anlagen entscheidet über das in Frage kommende Logistikkonzept. Anlagen zur Erzeugung von Bioethanol aus Lignozellulose stellen sowohl hinsichtlich der Qualitäten als auch der Mengen vergleichbare Anforderungen wie entsprechende BtL-Anlagen, so dass die Transportlogistik für diesen Bereich im Kapitel 4.2.2 zusammenfassend dargestellt wird.

Kleinere dezentrale Anlagen zur Ethanolerzeugung (vgl. Kapitel 3.1.3), dazu gehören in anderen Regionen auch größere landwirtschaftliche Brennereien, benötigen Getreide als Rohstoff in der Größenordnung von unter 30.000 t/a (vgl. Tabelle 3-4), was etwa einer Getreidefläche von unter 4.000 ha entspricht. Wird eine Verwertung der Schlempe in einer Biogasanlage nach dem Konzept der Firma Wabio[®] angestrebt, müssen zusätzlich Flächen für die Erzeugung des Co-Ferments zur gemeinsamen Vergärung mit der Schlempe in der Größenordnung von 500 ha sowie zur Ausbringung des Gärsubstrats vorgesehen werden. Die Abwärme aus der Verwertung des Biogases in einem BHKW dient zum überwiegenden Teil der Bereitstellung von Prozesswärme für die Ethanolerzeugung. Eine derartige Anlage könnte hinsichtlich der Rohstoffanlieferung in jeder Region Nordhessens entstehen. Wesentliche Standortfaktoren dürften hier die Verfügbarkeit ausreichender Ausbringungsflächen, Optionen zur Nutzung überschüssiger Wärme aus der Biogasanlagen sowie Möglichkeiten zur CO₂ Verwertung sein.

Die Anlieferung des Getreides wird bei diesen Größenordnungen über LKW oder landwirtschaftliche Gespanne erfolgen. In der o.g. Größenordnung sind dazu über 1.200 bis 1.500 Anlieferungen notwendig. Die Transportentfernungen sind kleiner 20 km zu veranschlagen und damit mit geringen spezifischen Transportkosten verbunden (vgl. Abbildung 4-2). Da die Ethanolproduktion in Brennereien nur bis zum Rohalkohol stattfindet, muss dieser zu einer Absolutierungsanlage bzw. zum weiterverarbeitenden Kunden transportiert werden.

Die Einbringung der Schlempe in eine integrierte Biogasanlage erfolgt über ein Leitungssystem und entsprechende Pumpen. Die Ausbringung des Gärsubstrats kann durch Ma-

schinenringe oder einzeln organisierte landwirtschaftliche Betriebe übernommen werden. Dabei wird im allgemeinen der Düngewert des Gärsubstrats den Ausbringungskosten gleichgesetzt.

Dort wo **Zuckerrüben** für die Produktion von Ethanol zum Einsatz kommen, sind die logistischen Voraussetzungen vergleichbar mit denen von Zuckerfabriken. Bevor eine effiziente Rübenverarbeitung erfolgen kann, müssen enorme Warenströme bewältigt werden. Dabei erfolgt der Transport der Rüben vom Acker in der Regel meist mit größeren LKW. Nur bei schlechtem Ausbaustandard von Feldwegen muss das Erntegut mit landwirtschaftlichen Gespannen zu einer Zentralsammelstelle transportiert werden; bei entsprechend nahe gelegenen Produktionsstätten für Ethanol kann die Anlieferung auch mit diesem Transportmedium erfolgen. Um die Verkehrsbelastung und die Wartezeiten im Anlieferungsbereich einer solchen Anlage möglichst gering zu halten, bedarf es einer genauen Zeitplanung.

Werden für die Energieversorgung zur Herstellung von Ethanol fossile Energieträger wie Heizöl eingesetzt, ist ein vorhandener Gleisanschluss von enormer Wichtigkeit. Soll vorwiegend Gas für die Energieversorgung verwendet werden, wird der Anschluss an ein entsprechend dimensioniertes Rohrleitungsnetz benötigt.

Für den Bereich Nordhessens würde sich der vorhandene Standort der Zuckerrübenfabrik in Wabern (Südzucker AG) anbieten. Hier werden bereits Zuckerrübenmengen von 1.300 landwirtschaftlichen Betrieben – produziert auf 7.000 ha landwirtschaftlicher Fläche – verarbeitet. Von Ende September bis Ende Dezember werden täglich aus 7.000 t Zuckerrüben 1.000 t Zucker gewonnen.

4.1.3 ENERGIEPFLANZEN UND RESTSTOFFE FÜR DIE BIOGASPRODUKTION

Die Bereitstellung von Energiepflanzen und Gülle für die Produktion von Bio(roh)gas, das anschließend zu Bio-Methan als Kraftstoff aufbereitet werden soll, unterscheidet sich nicht von den Konzepten zur Versorgung größerer Biogasanlagen. Vergleichbare Anlagengrößen zur Verstromung liegen zwischen 0,5 und 3 MW_{el}. Anlagengrößen im Bereich von 1MW können in Nordhessen umgesetzt und die Logistik, einschließlich der Ausbringung der Reststoffe, mit der bei Maschinenringen und Lohnunternehmern vorhandenen Technik bewältigt werden.

Hinsichtlich der Logistik für den Einsatz ggf. wirtschaftlich interessanterer Reststoffe (vgl. 3.1.4), hängt das Logistikkonzept stark von der Art der zum Einsatz kommenden Reststoffe ab. Handelt es sich um voluminöse Güter, beispielsweise Schlempe, so ist ein Anlagenstandort in möglichst geringer Entfernung vom Ort des Materialanfalls anzustreben. Für andere Reststoffe, beispielsweise Biertreber oder Rapskuchen, können hingegen Transportentfernungen im Bereich von 30 - 100 km akzeptiert werden. Die Lagerfähigkeit der Inputstoffe ist ein weiterer Faktor für die Logistikkonzepte. Biertreber, Bioabfälle, Speisereste und ähnliche Stoffe müssen den Anlagen rasch zugeführt und davor entsprechend sicher gelagert werden. Je nach Art der eingesetzten Reststoffe sind die not-

wendigen Hygienisierungen vorzusehen. Für den Transport biogener Abfälle kommen im Wesentlichen die dafür etablierten Fahrzeuge zum Einsatz.

Hinsichtlich der Kostenstruktur für die Logistik verbietet sich eine allgemeine Aussage, da die Kosten bzw. Zuzahlungen stark von der Art der jeweiligen Reststoffe abhängen.

4.2 LOGISTIK FÜR KRAFTSTOFFE DER ZWEITEN GENERATION

Anlagen zur Produktion von Biotreibstoffen der zweiten Generation sind auf die Verarbeitung von Rohstoffmengen in einer Größenordnung ausgelegt, die bisher logistisch noch nicht erprobt ist /62/. Zur ökonomischen Auslastung der technischen Anlagen sind häufig Verarbeitungskapazitäten von mindestens 1 Mio. Mg Biomasse (TM) pro Jahr erforderlich.

Insgesamt ist die Biomasselogistik neben der technischen Reife der Anlagen als wesentliche Herausforderung der kommenden Jahre zu sehen. Zu diesem Themenbereich wurde ein interdisziplinäres Forschungsprojekt ins Leben gerufen, das von der FNR gefördert wird. Dem Projekt „BioLog“ liegt die Idee zu Grunde, feuchte Biomasse, z. B. einjährige Energiepflanzen, abzupressen. Das Presswasser soll über eine Biogasanlage mit BHKW verwertet werden. Die Abwärme könnte zur Trocknung der Pressrückstände dienen, um diesen Rohstoff transportwürdig zu machen /34/.

Die Gesteungskosten des Bio-Treibstoffes sind hauptsächlich den Bereichen Rohstoffbeschaffung (Anbau, Ernte, Aufbereitung, Lagerung und Transport) sowie Erstellung und Betrieb der Produktionsanlagen zuzuordnen. Die Erhöhung der Anlagengrößen führt zu einer Senkung der Produktkosten. Gleichzeitig steigt durch die Zentralisierung der Produktion der Kostenanteil für die Rohstoffbeschaffung, da der Transportaufwand steigt /58/. Von besonderer Bedeutung ist vor diesem Hintergrund die Erarbeitung einer gut abgestimmten, von speziellen EDV-Programmen unterstützten Logistik für Lieferung und Lagerung der benötigten Rohstoffmengen.

4.2.1 HOLZ

Holz verfügt über eine verhältnismäßig hohe Energiedichte und ist auch im Außenbereich problemlos zu Lagern und mit geringem Wetterschutz zu trocknen. Der Transport von Holzhackschnitzeln ist bis zu einem Radius von 100 km /55/ bzw. 150 km /62/ ohne Umladevorgänge ökonomisch am günstigsten über die Straße durchzuführen. Ab dieser Entfernung ist die Umladung auf die Bahn kostengünstiger. Ab einer Transportentfernung von 250 km ist der Transport mit dem Binnenschiff günstiger als der Straßentransport, unterschreitet jedoch auch bei weiter steigenden Entfernungen nicht die kostengünstige Schienenlogistik.

Die Herstellung von Slurries aus Holz führt ab einer Transportentfernung per Lkw von 500 km bis zur Vergasungsanlage zu einem Rohstoffpreis, der mit dem Schienentransport des unbehandelten Holzes vergleichbar ist. Besteht nur die Möglichkeit des Straßen-

transports, lassen sich die Logistikkosten ab einer Entfernung von 250 km durch die dezentrale Pyrolyse verringern. Der Transport über kürzere Entfernungen ist, unabhängig vom Transportmittel, als unbehandelter Rohstoff günstiger.

Das Vergasungsverfahren des Forschungszentrums Karlsruhe setzt für die Einspeisung in den Vergaser grundsätzlich die Konfektionierung der Biomasse durch Pyrolyse voraus. Je größer die Pyrolyseanlage ist, desto günstiger ist auch dieser Konversionsschritt. Kalkulationen zur Relation von Transportentfernung und Pyrolyseleistung sind bereits in Kapitel 3.2.2 dargestellt /62/.

Für Stroh mit seiner geringen Energiedichte kann schon ab einer Transportentfernung von 100 km die Herstellung des energetisch hochwertigen Slurry kostengünstiger als sämtliche „direkten“ Transportvarianten sein. Abbildung 4-3 stellt diese Zusammenhänge grafisch dar.

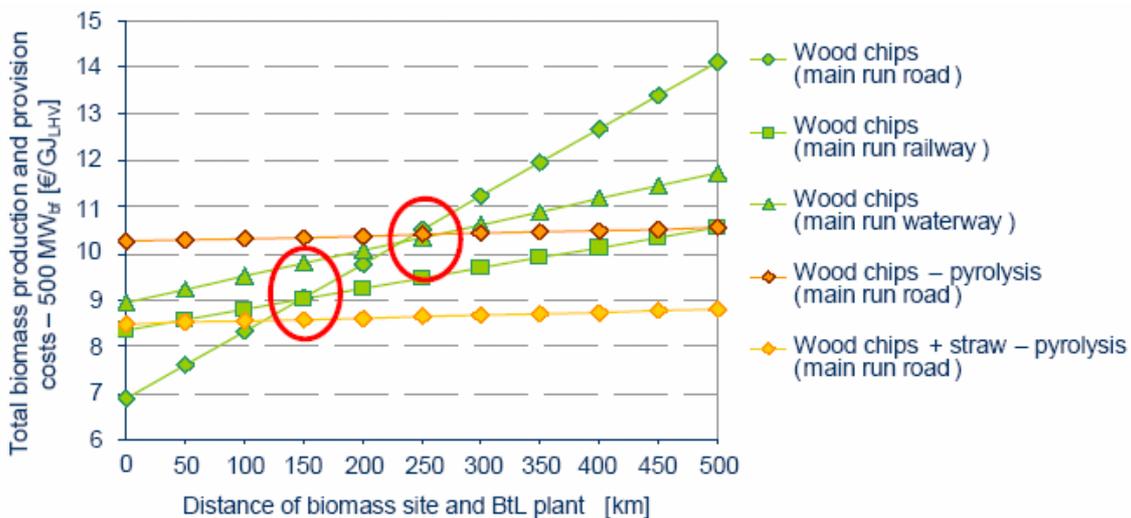


Abbildung 4-3: Transportkostenentwicklung für Holz in Abhängigkeit von der Transportentfernung und dem Transportmittel /62/

Unter der Voraussetzung, dass die Rohstoffe zur Versorgung einer Biotreibstoffanlage ausschließlich aus dem Regierungsbezirk Kassel bereitgestellt werden sollen, ist von einer maximalen Transportentfernung unter 150 km auszugehen. Die Anlieferung von Holzhackschnitzeln aus dem RB Kassel könnte damit am preisgünstigsten über den Straßentransport abgewickelt werden. Da jedoch rund die Hälfte des technisch verfügbaren Holzpotenzials im RB Kassel derzeit schon energetisch genutzt wird, ist davon auszugehen, dass zur Versorgung einer Anlage mit einem Rohstoffbedarf von ca. 1 Mio. Mg Biomasse auch Rohstoffe aus Nachbarregionen mit deutlich längeren Transportwegen hinzugezogen werden müssen. Die Schienenanbindung eines Standortes ist damit auf jeden Fall empfehlenswert. Die Anbindung an eine Wasserstrasse ist für die internationale Beschaffung zusätzlicher Rohstoffe von Bedeutung.

4.2.2 STROH

Für die Bereitstellung der im RB Kassel verfügbaren Strohmenngen für ein BtL-Werk wurden vom Bodenverband Werra-Meißner der mögliche logistische Aufwand sowie die dabei entstehenden Kosten mit Erfahrungs- und Praxiswerten beispielhaft durchkalkuliert. Die daraus resultierenden Überlegungen sind im Folgenden dargestellt.

Der Bodenverband geht davon aus, dass ca. 500 Landwirte pro Landkreis, also insgesamt ca. 3.000 Unternehmen im RB Kassel, an der Belieferung einer BtL-Anlage mit Stroh interessiert seien. Als Organisationsform für diese Unternehmen wird ein Lieferverband vorgeschlagen, der von einem gewählten Vorstand geleitet wird, der wiederum eine Geschäftsführung einsetzt. Der Lieferverband hätte folgende Aufgaben:

- ⇒ Erfassen der Rohstoffpotenziale und Standorte
- ⇒ Organisation von Ernte, Transport und Zwischenlagerung
- ⇒ Kontinuierliche Belieferung des Werkes
- ⇒ Qualitätskontrolle und –sicherung
- ⇒ Preisverhandlungen und Vertragsgestaltung zwischen Landwirten und Kunden
- ⇒ Abrechnung und Buchführung
- ⇒ Übernahme von Liefergarantien / Sicherung der Rohstoffversorgung

Die Organisation von Bergung, Zwischenlagerung und Anlieferung der Rohstoffe soll komplett in der Verantwortung des Lieferverbandes liegen, um die umfangreichen logistischen Anforderungen optimal koordinieren zu können.

Der Landwirt unterzeichnet lediglich einen Liefervertrag und meldet das Flurstück, das zur Strohbergung verfügbar ist. Über die Feldstücknummern des Agrarantrages können die Koordinaten in ein GIS-System eingespeichert werden, über das die Fahrzeuge und Maschinen der Bergungskette (selbstfahrende Strohpresse bzw. Quaderballenpresse und Schlepper) zu den entsprechenden Schlägen gelenkt werden. Die zeitliche und räumliche Optimierung des Maschineneinsatzes ist über entsprechende Programme möglich.

Nach Beendigung der Strohbergung werden die Daten zu Erntemenge und Zwischenlagerort per DFÜ an eine Zentralstelle übergeben, die den Weitertransport per LKW zum Lager sowie die Verwiegung organisiert und eine Gutschrift für den Landwirt erstellt. Der Weitertransport vom Lager zum Verarbeiter wird ebenfalls über die Zentralstelle koordiniert.

Im Regierungsbezirk Kassel gehen die Landwirte von einer Stroherntesaison beginnend am 05.07., endend am 05.09. aus. Somit stehen theoretisch 60 Erntetage zur Verfügung, wobei nach langjährigen Erfahrungen durch schlechtes Wetter lediglich 40 Erntetage genutzt werden können.

Nach der praktischen Erfahrung des Bauernverbandes kann eine Großpackenpresse unter nordhessischen Verhältnissen ca. 5 ha Stroh pro Stunde beernten. Im Dreischichtbetrieb ist somit von einer Tagesleistung von 15 Stunden x 5 ha = 75 ha auszugehen. Neun Stunden pro Tag wurden nicht als Leistungsstunden berechnet, da circa 4 Stunden für Wartung, Wechsel der Garnrollen und mögliche Ausfallzeiten angerechnet werden. Weitere 5 Stunden wurden abgezogen, da aufgrund von starker Taubildung nicht immer nachts durchgepresst werden kann. Aus der Tagesleistung von 75 ha Tagesleistung mit einer Erntemenge von 6 Mg/ha ergibt sich eine Tagesmenge von 450 Mg. Innerhalb von 40 Erntetagen ist die Bergung von 18.000 Mg Stroh pro Ernteeinheit möglich. Zur Bergung von 600.000 Mg Stroh wären demnach 33 Ernteeinheiten anzuschaffen.

Zum Ausgleich des Wetterrisikos sollte die Anzahl der Ernteeinheiten um 25 % erhöht werden, so dass 41 Ernteeinheiten zum Einsatz kommen. Bei einsetzendem Regen ist das Stroh zwar noch zu pressen, aber nicht mehr lagerfähig. Die Nachtrocknung auf dem Feld ist sehr aufwendig und damit unwirtschaftlich. Sie sollte nur in Notfällen (Gefahr der Rohstoffverknappung) durchgeführt werden.

Die Jahresmenge von 18.000 Mg Stroh entspricht der Lebensleistung⁹ einer Großballenpresse, so dass diese Einheit jährlich zu erneuern ist. Da zur Zeit am Markt keine Selbstfahrpressen mehr angeboten werden, sind die Ernteeinheiten ebenfalls mit 180 PS Traktoren auszurüsten. Die Kampagnenleistung der Traktoren beträgt circa 800 Betriebsstunden. Das entspricht betriebswirtschaftlich einer Jahresauslastung. Die Traktoren wären dann nach 8 Jahren auszutauschen. Angehängen an die Großpackenpresse ist ein Ballensammelwagen, damit die Quaderballen in einem Arbeitsgang am Feldrand abgelagert werden können. Ein weiterer Transport mit diesen Fahrzeugen ist nicht möglich, alle weiteren Transporte sollten per Lkw erfolgen. Daher müssen die Feldstücke auch für LKW erreichbar sein. Sollte dies nicht der Fall sein, muss der lieferbereite Landwirt das Erntegut selbst an einen befestigten Weg bringen.

Als Problem könnten sich zur Zeit noch die teilweise geringen Druschbreiten der Mähdrescher erweisen. Dadurch liegen die Strohschwaden für eine Bergung mit Großpressen zu dicht beieinander und sind mit zu wenig Erntegut versehen. Mittelfristig werden jedoch die kleinen Mähdrescher durch Großmaschinen ersetzt, so dass zum Zeitpunkt der Entstehung einer BtL-Anlage die meisten Feldstücke mit Großmähdreschern beerntet werden.

Sämtliche Transportleistungen sollten per LKW durchgeführt werden. Ein LKW ist in der Lage, bei Ballenabmessungen von 0,8 m Höhe, 1,20 m Breite, 2,5 m Länge und 2 Ballen

⁹ Die Großpackenpressen werden nach gepressten Metern abgerechnet. Durchschnittlich presst eine Großpackenpresse circa 16.000 m Erntegut pro Jahr und wird auf 8 Jahre abgeschrieben. Bei einer Ballengröße von 0,8 m Höhe, 1,20 m Breite und 2,50 m Länge sind dies 2,4 m³ pro Ballen, oder 0,96 m³ pro laufendem Meter. 1 m³ wiegt nach Werksangaben 0,1485 t. Somit verarbeitet eine Presse bei 18.000 Mg pro Saison 126.760 m Pressgut. Vergleicht man diese mit den bisherigen Lebensleistungen, so sind die Großpackenpressen nach jeder Erntesaison auszutauschen.

über dem Führerhaus 62 Ballen pro LKW oder eine Zuladung von circa 22,5 Mg zu transportieren. Ein landwirtschaftliches Gespann erreicht dieses Ladevolumen nur mit 2 Anhängern. Tabelle 4-3 gibt einen Überblick über die Transportkosten von Stroh über unterschiedliche Entfernungen mit landwirtschaftlichen Fahrzeugen und per Lkw im Vergleich.

Tabelle 4-3: Transportkosten per landwirtschaftlichem Fahrzeug und Lkw im Vergleich (in €/dt)

Entfernung \ Transportmittel	20 km	30 km	50 km	100 km	140 km
Schlepper mit 2 Anhängern, Fahrer, Diesel	0,49 €/dt	0,65 €/dt	0,84 €/dt		
Miet-LKW inkl. Fahrer u. Diesel ohne Maut			0,48 €/dt	0,56 €/dt	1,22 €/dt
Speditions-LKW ohne Maut			0,47 €/dt	0,66 €/dt	0,82 €/dt

Quelle: KTBL; eigene Berechnungen des Bodenverbands Werra-Meißner

Die Berechnungen verdeutlichen, dass schon bei 20 km Feld-Lager-Entfernung der Einsatz einer Spedition wirtschaftlicher ist als der Transport mit landwirtschaftlichen Fahrzeugen. Gleichzeitig ist eine LKW-Flotte mit abhängig beschäftigten Fahrern wesentlich besser zu koordinieren als selbst anliefernde Landwirte.

Ab einer Transportentfernung von 250 km wäre der Strohtransport per Bahn wirtschaftlicher als der Straßentransport /55/. Sollte eine Versorgung einer BtL-Anlage aus der Region Nordhessen alleine nicht möglich sein, wäre die zusätzliche Belieferung aus dem „strohreichen“ Bundesland Thüringen in die Überlegungen einzubeziehen.

Um eine ganzjährige Verfügbarkeit der Rohstoffe zu sichern, ist eine entsprechende Lagerhaltung zu organisieren. Unter der Annahme, dass ca. 600.000 Mg/a Stroh mit einer Rohdichte von 148,5 kg/m³ verfügbar sind, ist eine Gesamtlagerkapazität von ca. 4 Mio. m³ vorzuhalten. Die Dimension eines solchen Lagervolumens soll folgende Vorstellung visualisieren: Als Zentrallager würde eine Halle mit einer Breite von 20 m, einer Höhe von 10,5 m einer Länge von 19.425 m benötigt!

Die Strohlagerung sollte als dezentrales Konzept eingerichtet werden. Bei einer kostengünstigen Standarthalle von circa 20 m Breite und 8 m Höhe (zum Beispiel einer Cover-All Halle) ergibt sich bei einer Länge von 100 m ein Lagervolumen von 16.000 m³ pro Halle. Abzüglich des notwendigen Arbeitsraumes verbleibt ein Nettonutzvolumen von 14.500 m³. Bei einem nötigen Lagerbedarf von 4.000.000 m³ errechnen sich 275 Hallen. Es ist davon auszugehen, dass circa ein Drittel des Raumbedarfes durch vorhandene Gebäudeeinheiten abgedeckt werden kann. Es verbleiben somit 184 neu zu errichtende Hallen im Regierungsbezirk Kassel. Je nach Rohstoffanfall werden diese Hallen von dem Lieferverband auf die Landkreise verteilt. Die durchschnittliche Entfernung von Halle zu Halle beträgt dann circa 20 – 30 km. Die Entfernung kommt einer zügigen Erntebergung

entgegen. Die günstigste Möglichkeit, Großballen wetterfest zu lagern, sind zur Zeit Cover-All-Hallen, die eine Ähnlichkeit mit Folientunneln haben.

Um die Personalkapazitäten effizient zu nutzen, sollten sämtliche Be- und Entladevorgänge der Fahrzeuge von den Fahrern selber vorgenommen werden. Der Transport innerhalb der Halle soll durch einen Teleskoplader erfolgen, der zwischen mehreren Hallen umgesetzt werden kann.

Neben der Erntelogistik soll auch die Belieferung des verarbeitenden Werkes über die Zentralstelle koordiniert werden. Um die jährlich in Nordhessen verfügbare Strohmenge von 600.000 Mg zu einem zentralen Abnehmer zu transportieren, sind täglich 1.650 Mg Stroh anzuliefern. Das entspricht dem Fassungsvermögen einer $\frac{3}{4}$ Halle bzw. der Räumung von drei Hallen in vier Tagen.

Täglich müssen circa 74 LKW mit 22,5 Mg Strohladung das Werkstor der BtL-Anlage passieren. Will man eine Samstags- und Sonntagsanfuhr vermeiden, erhöht sich die Anzahl der Tagesfracht auf 104 Strohladungen. Das heißt dann wiederum, dass pro Tag eine Halle geräumt wird. Eine ganzjährige Beschickung setzt auch voraus, dass jedes Jahr zwar die gleiche Strohmenge verarbeitet wird, die unterschiedlichen Witterungsverhältnisse aber nicht immer gleichen Aufwuchs garantieren. Daher ist eine Reserve unumgänglich. Damit diese nicht in unnötigen Lagerhaltungskosten zu Buche schlägt und die Gesamtwirtschaftlichkeit belastet, wird während der Erntezeit der Tagesbedarf der Anlage direkt vom Feld gedeckt. Dadurch werden 40 Anlieferungstage Puffer geschaffen. Das entspricht einer Rohmasse von 66.000 Mg oder 11 %. Diese Reserve muss ausreichend sein. Die nachfolgende Tabelle 4-4 gibt eine Übersicht über die anhand der vorab beschriebenen Überlegungen zusammengestellten Kostenpositionen.

Tabelle 4-4: Übersicht über die Kostenpositionen der Strohbereitstellung (jährliche Kosten)

280	Hallen (AfA)	3.310.000,-- €
1.300.000 m ³	Raummiete	1.300.000,-- €
41	Großpackenpressen	2.330.250,-- €
41	Traktoren 180 PS	922.500,-- €
41	Ballensammelwagen	235.750,-- €
12	Teleskoplader	216.000,-- €
280	Entladestationen	¹⁰ 3.150.000,-- €
Hard- und Software (inklusive Netzmieten):	für 41 Traktoren 12 Teleskoplader 100 LKW	450.000,-- €
	Variable Kosten	2.548.750,-- €
	Kosten für Speditionen	2.929.942,-- €
Ankauf Stroh	10,- €/Mg Stroh	6.000.000,-- €
Erfassungskosten	3,-- €/ t Stroh	385.000,-- €
Zwischensumme		28.213.442,-- €
	Reserve 22 %	6.206.957,-- €
Gesamtsumme		34.420.399,-- €
Spezifische Kosten		57,36 €/Mg

Die vom Bodenverband ermittelten Kosten für die Strohanlieferung frei Anlage von 57,36 €/Mg Stroh mit einem Wassergehalt von ca. 15 % liegen damit deutlich niedriger als die in einer Studie des FZK ermittelten Vollkosten zwischen 72,- und 87,- €/Mg FM. Die Bereitstellungskosten in Quaderballen frei Feld werden hierbei mit 53,60 € bis 63,10 € pro Mg FM angegeben, die Lade- und Transportkosten je nach Entfernung der Anlage mit 15,- bis 30,- € pro Mg FM /55/. Das vom Bodenverband erarbeitete zentral organisierte Logistikkonzept zur Bergung und zum Transport der Strohernte trägt somit zur ökonomischen Optimierung bei.

4.2.3 RESTSTOFFE UND GRÜNLAND

Von den Bioabfallstoffen ist für die BtL-Herstellung hauptsächlich Grünschnitt und Überkorn aus der Bioabfallaufbereitung geeignet (vgl. Kap. 2.3.3). Die Logistik zur Sammlung und Aufbereitung der Materialien ist bundesweit über die Grüngutsammlung bereits installiert. Hierfür sind je nach Sammelsystem (Hol- oder Bringsystem, Sammelfrequenz) Kosten zwischen 50,- € und 120,- € pro Mg FM anzusetzen. Diese Kosten werden bisher über die Abfallgebühren abgedeckt. Je nach Art und Umfang der Aufbereitung (Zerkleinere-

¹⁰ diese Position kann wesentlich günstiger werden, wenn der Motor über Strom und nicht mit Treibstoff betrieben wird.

zung, Siebung, biologische Trocknung) entstehen hierfür nochmals Kosten bis zu 30,- €/Mg FM /18/. Für die Transportkosten können, analog zum Waldholz, je nach Entfernung zur Anlage zwischen 9,- € und 21,- € /Mg TM angesetzt werden /55/. Da die Kosten für die Sammellogistik und die Aufbereitung über die Abfallgebühren abgedeckt sind, müssen über die BtL-Anlage lediglich die Transportkosten zusätzlich vergütet werden /18/. Über die weitere Vergütung der Rohstoffe besteht ein Verhandlungsspielraum.

Die Bereitstellung der (lagerfähigen) Biomasse von den für die landwirtschaftliche Tierhaltung nicht mehr genutzten Grünlandflächen für die Versorgung von Vergasungsanlagen sollte bevorzugt in Form von Heu durchgeführt werden. Silagen, wie sie für die Verwendung in Biogasanlagen genutzt werden, müssten vor der Vergasung auf einen TM-Gehalt von 85 % heruntergetrocknet werden. Die Heubereitstellung stellt im Gegensatz zur Bergung des Reststoffes Stroh ein eigenes Produktionsverfahren dar, das mit entsprechend höheren Kosten verbunden ist. Unter Ansatz aller Kosten kann von einem Herstellungspreis zwischen 124,- bis 140,- €/Mg TM ausgegangen werden. Unter Hinzurechnung der Transportkosten, die in Abhängigkeit von der Entfernung zwischen 12,- und 23,- € liegen, ergeben sich Bereitstellungskosten frei Anlage von 142,- bis 153,- €/Mg TM /55/. Sie liegen somit zwei- bis dreimal höher als die Kosten von Stroh oder Waldrestholz.

4.2.4 ENERGIEPFLANZEN

Der Anbau von Energiepflanzen ist mit erheblichen Kosten aufgrund des Material- und Maschineneinsatzes verbunden. Für die Ernteprodukte mit einem Trockenmassegehalt von 30 % - 35 % bietet sich die Konservierung in Form von Silage an. Die Errichtung der Fahrtilos erfordert ebenfalls hohe Investitionskosten. Der Anbau und die Silierung von Silomais können mit Kosten von ca. 130,- bis 180,- €/Mg TM frei Lager (landwirtschaftliche Betrieb) beziffert werden /55/. Andere Studien beziffern die Anbau- und Konservierungskosten von Ganzpflanzensilage (Roggen, Triticale, Mais usw.) in einer Größenordnung von 65 €/Mg TM frei Lager /36/.

Einen besonderen Kostenfaktor beim Transport zur Vergasungsanlage stellt bei diesem Biomaseträger der hohe Wassergehalt dar. Hier können je nach Entfernung Transportkosten zwischen 16,- und 30,- €/Mg TM angesetzt werden, so dass die Bereitstellungskosten frei Anlage auf einen Betrag zwischen 163,- und 177,- €/Mg TM /55/ bzw. bei einem geringeren Kostenansatz für die Produktion auf 81,- bis 95,- €/Mg TM /36/ ansteigen können. Damit stellen Energiepflanzen den teuersten Rohstoff für die BtL-Herstellung dar. Zu vergleichbaren Schlüssen kommen auch Studien des Instituts für Energetik (IE) in Leipzig /62/.

Um dem Problem des „Wassertransportes“ entgegenzuwirken und die Transportlogistik für die Energiegewinnung bzw. Treibstoffherstellung aus Biomasse zu verbessern, wird derzeit das von der FNR geförderte Forschungsprojekt BioLog interdisziplinär von unterschiedlichen Institutionen bearbeitet /33/. Das Projekt beruht auf dem Konzept von Prof. Scheffer, das eine Trennung der Energiepflanzen in die feste und flüssige Phase vor-

sieht. Die Biomasse soll nach der Silierung über ein Pressverfahren entwässert und der Presssaft in einer Biogasanlage fermentiert werden. Mit dem Presssaft sollen auch die Nährstoffe, die in Verbrennungsanlagen zu Beeinträchtigungen führen können, entfernt werden. Nach der Vergärung werden sie mit den darin enthaltenen Nährstoffen wieder der Landwirtschaft zugeführt. Die erste Wertschöpfung erfolgt in diesem Prozess über die Stromerzeugung aus dem Biogas über ein BHKW. Mit der anfallenden Abwärme soll der feste, kohlenstoffhaltige Anteil der Energiepflanzen, der über eine Fermentation auch nicht abgebaut werden kann, getrocknet werden. Dadurch entsteht ein transportwürdiges Produkt mit hoher Energiedichte, das entweder als Regelbrennstoff in Verbrennungsanlagen über 15 kW eingesetzt werden kann oder als Rohstoff für die Vergasung zur BtL-Herstellung dient. Das Verfahren befindet sich im Stadium der technischen Erprobung. Die geplante Pilotanlage mit einer Leistung von 700 kW wird ab Ende 2007 am Standort der Pommernkaserne in Wolfhagen im Landkreis Kassel in Betrieb gehen.

4.2.5 FAZIT LOGISTIK KRAFTSTOFFE DER ZWEITEN GENERATION

Zur Produktion synthetischer Biotreibstoffe sollten in erster Linie die Biomassefraktionen Stroh und Holz sowie holzige Grünabfälle mobilisiert werden, da zum einen ihre Verarbeitung bereits technisch erfolgreich erprobt ist und sie zum anderen den kostengünstigsten Rohstoff darstellen. Heu von nicht mehr benötigten Grünlandflächen und eigens angebaute Energiepflanzen sind erheblich teurer, ihre Nutzung als BtL-Rohstoff aller Voraussicht nach mittelfristig noch nicht wirtschaftlich.

Für die Versorgung einer zentralen Anlage, wie sie von der Firma CHOREN mit einem Rohstoffbedarf von ca. 1 Mio. Mg/a TM geplant wird, sind bei Verwendung der unterschiedlichen Biomassefraktionen rechnerisch ausreichende Rohstoffmengen im RB Kassel mobilisierbar. Wie Abbildung 4-4 zeigt, umfasst das Einzugsgebiet des RB Kassel bei einem zentralen Standort der Konversionsanlage einen Radius von mindestens 60 km. Der Rohstofftransport in diesem Radius erfolgt am kostengünstigsten per Lkw auf der Straße. Daraus ergibt sich als bedeutende Standortvoraussetzung die Forderung nach einer guten Straßenanbindung. Für den bevorzugten Rohstoff Stroh wurde vom Bodenverband Werra-Meißner bereits ein ausführliches Logistikkonzept skizziert. Die Kosten, die zur Zeit bei circa 57 €/Mg FM frei Werk für das Stroh liegen, sollten sich, selbst wenn der Rohstoff teurer würde, durch Steigerung der Effizienz in Ernte- bzw. Transport und Lagerablauf über einen langen Zeitraum konstant halten lassen.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass aus technischen und ökonomischen Gründen der Rohstoffbedarf einer solchen Anlage nicht ausschließlich aus der Region abgedeckt werden kann, sondern preisgünstige Rohstoffe, insbesondere Stroh und Holz, aus weiter entfernten Gebieten zugekauft werden müssen. Ab einer Transportentfernung von 100 km (bzw. 200 km /16/) ist für Holz bereits der Bahntransport günstiger, ähnliche Voraussetzungen gelten für Stroh. Ein Bahnanschluss ist für eine BtL-Anlage somit unverzichtbar.

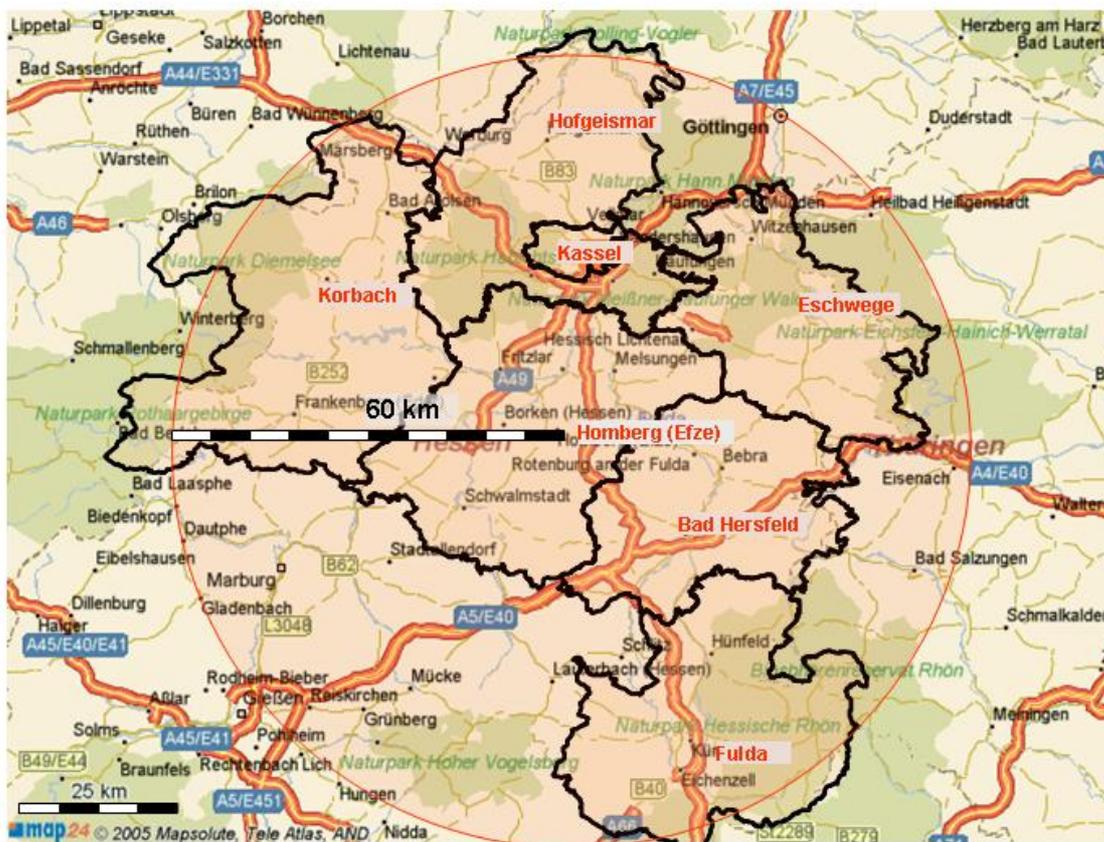


Abbildung 4-4: Einzugsgebiet und Transportentfernungen im Regierungsbezirk Kassel

Das Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe, das in Zusammenarbeit mit der Firma Lurgi entwickelt wird, beinhaltet zur Vereinheitlichung des Vergasungsrohstoffes die Herstellung von so genanntem „Slurry“ über eine Pyrolysevorstufe. Es ermöglicht so die dezentrale Vorbereitung der Biomassen, die mit einer Erhöhung der Energiedichte einhergeht. Das Verfahren führt insbesondere bei der Verarbeitung von Stroh zu einem transportwürdigen Produkt, das den Betrieb von Vergasungsanlagen mit einer Leistung ermöglicht, deren „Rohbiomassebedarf“ deutlich über 1 Mio. Mg/a TM liegt. Schon ab einer Transportentfernung von 100 km bis zur Vergasungsanlage führt die Pyrolyse von Stroh zu ökonomischen Vorteilen /62/. Kürzere Biomassetransportwege führen bei diesem Konzept gegenüber dem zentralen Ansatz allerdings zu höheren Produktkosten /16/.

Die Kapazitätserweiterung sowohl von Pyrolyse- als auch Vergasungsanlagen führt aufgrund verbesserter Wirkungsgrade und Prozessoptimierungen immer zu einer Kostendegression. Dem steht jedoch ein Anstieg der Rohstoffkosten aufgrund der steigenden Transportentfernung gegenüber. Diese beiden Faktoren sind bei der Anlagenkonzipierung jeweils gegeneinander abzuwägen.

5 STANDORTFAKTOREN

5.1 ALLGEMEINE ANFORDERUNGEN AN GEEIGNETE STANDORTE

Die Produktion von Biokraftstoffen, insbesondere in industriellem Maßstab, erfordert in der Regel den Transport erheblicher Biomassen als Input ebenso wie von Biokraftstoff und Koppelprodukten auf der Outputseite. Dort, wo aufgrund günstiger Gegebenheiten, wie regionaler Rohstoffverfügbarkeit und guter Infrastruktur, die Transportkosten auf der Input- und Outputseite minimiert werden, sind in der Regel die geeigneten Standorte zu finden. Darüber hinaus sind natürlich je nach Biokraftstoff spezifische Anforderungen zu berücksichtigen, die im Folgenden beschrieben werden. Einzelheiten zu den technischen Anforderungen sind in den zusammenfassenden Steckbriefen im Kapitel 3 zu finden.

5.2 STANDORTE FÜR DIE PRODUKTION VON BIOKRAFTSTOFFEN DER ERSTEN GENERATION

Die Standortanforderungen für die Produktion von Biokraftstoffen erster Generation weisen einen weiten Bereich auf.

Für die Produktion von Biodiesel und Bioethanol zeichnet sich eine Entwicklung zu großen Anlagen ab (deutlich über 100.000 t/a), die dann auch an als Industriegebiet ausgewiesenen Standorten umgesetzt werden. Für Anlagen dieser Größenordnung spielt die Transportlogistik eine ganz entscheidende Rolle. Gleis- und Wasserstraßenanschluss können diesen Kostenfaktor und auch die Belastungen der Anwohner durch die Logistik erheblich senken. Für Bioethanol spielt die Energieversorgung eine deutlich größere Rolle als für Biodiesel. Standorte mit günstiger Wärmebereitstellung (Abwärme aus Kraftwerken) sind hier besonders geeignet.

Der bei Weitem größte Anteil der Pflanzenölerzeugung findet in industriellen Ölmühlen mit einem Raffinierungsprozess statt. Diese Anlagen sind für wirtschaftlichen Betrieb auf Wasserstraßenanschluss angewiesen. Dezentrale Ölmühlen entstehen dort, wo vor allem der Absatz des Rapskuchens und des produzierten Öls über kurze Wege und relativ konstant gesichert ist. Die Nähe zur Futtermittelindustrie kann von Vorteil sein. Ansonsten sind die Standortanforderungen vergleichsweise gering.

Für die Produktion von aufbereitetem Biogas als Kraftstoff sind aus wirtschaftlichen Gründen (vgl. Abbildung 3-16) insbesondere biogene Reststoffe geeignet. Da auch diese in der Regel sehr voluminös sind, sollten solche Anlagen vorwiegend in der Nähe der Anfallorte der Reststoffe errichtet werden. Darüber hinaus muss natürlich der Vertrieb des Biogas-Kraftstoffes (Tankstelle) günstig an einer stark befahrenen Straße oder am Stützpunkt einer entsprechenden Fahrzeugflotte gelegen sein.

5.3 STANDORTE FÜR DIE PRODUKTION VON BIOKRAFTSTOFFEN DER ZWEITEN GENERATION

Die Technik der Synthesegasherstellung und anschließenden Verflüssigung erfordert für einen wirtschaftlichen Betrieb eine größere Anlagendimensionierung als die Herstellung von Kraftstoffen der ersten Generation. Die Anlagen erreichen die Dimensionen und Investitionsvolumina großer Industriebetriebe und benötigen als Standort ein entsprechend ausgelegtes Industriegebiet.

Das Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe erlaubt die räumliche Trennung der Pyrolyse und der Vergasung. Pyrolyseanlagen mit einem (geplanten) Biomassebedarf von ca. 200.000 Mg TM/a sind nicht zwangsläufig auf Industriezentren angewiesen. Die zentrale Vergasungsanlage mit einem möglichen Synfuel-Output von 1 Mio. Mg/a kann verhältnismäßig unabhängig von der Biomasseversorgung zentral in einem logistisch günstigen Industriestandort angesiedelt werden.

Ähnliches gilt für das Konzept der TU Freiberg. Die Biomasse wird hier dezentral mechanisch aufbereitet und in relativ kleinen Vergasungsanlagen mit einer thermischen Leistung von zwei mal 150 MW, die ca. 500.000 Mg Biomasse pro Jahr verarbeiten, zu Methanol verflüssigt. Die Umwandlung zu einem synthetischen Treibstoff soll in einer zentralen Raffinerieanlage erfolgen, die an einem entsprechenden Industriestandort anzusiedeln ist.

Die Firma CHOREN hat bereits mit der Suche nach geeigneten Standorten für ein BtL-Werk mit einem Jahresbedarf von 1 Mio. Mg Biomasse (TM) pro Jahr begonnen /6/. Von 60 vorgeschlagenen Standorten bundesweit wurden 21 in einem ausführlichen Screeningverfahren geprüft. Die verbleibenden 6 Standorte wurden qualitativ bewertet und in einer Prioritätenliste eingeordnet. Mittelfristig sollen 5 BtL-Werke bundesweit entstehen. Als Standort erster Priorität ist Lubmin an der Ostseeküste ausgewählt worden, weitere Standorte sind Dormagen, Brunsbüttel und Uelzen.

Grundlage für die Auswahl des Standortes ist die Verfügbarkeit einer ausreichend großen Fläche. Die Produktionsanlage selbst wird mit einem Flächenbedarf von 2 ha veranschlagt, das Biomasselager benötigt, je nach Logistikkonzept, zwischen 2 und 16 ha, das Tanklager kann auf 1 bis 2 ha untergebracht werden. Unabdingbar sind ein Bahnanschluss sowie der Ausschluss einer Gefährdung durch Hochwasser oder Erdbeben. Zudem muss das Gebiet als Industriegebiet mit einer zugelassenen Bauhöhe über 50 m ausgewiesen sein.

Die weiteren Auswahlkriterien wurden in einer umfangreichen Kriterienmatrix bewertet und gegeneinander abgewogen. Dabei spielen die Felder

- ⇒ Biomasseverfügbarkeit,
- ⇒ Beschaffenheit des Baugrundstücks,
- ⇒ Ver- und Entsorgungsmöglichkeiten,
- ⇒ Verkehrsinfrastruktur,

- ⇒ Synergieeffekte durch Abnehmer von Nebenprodukten und Überschusswärme,
- ⇒ Serviceleistungen und Infrastruktur sowie
- ⇒ politische und finanzielle Fördermöglichkeiten eine Rolle.

Grundlage der Biomasseverfügbarkeit ist die Einhaltung der geforderten Qualitätskriterien (vgl. Kap. 3.2.1) sowie eine Liefergarantie über die vereinbarten Mengen. Als positiv für die Standortfindung wurde ein günstiger Biomassepreis betrachtet. Die Kosten sollten nach Möglichkeit unter 55,- €/Mg TM liegen /92/.

Neben den Ausschusskriterien für die Standortwahl spielten bei der Bewertung auch die Größe und der Zuschnitt der Fläche eine Rolle sowie die Möglichkeiten einer Erweiterung. Zudem wurden planungsrechtliche Einschränkungen berücksichtigt, die Kosten für den Kauf des Grundstückes sowie eventuelle Erschließungs- und Bebauungs-(mehr)kosten, die durch die Beschaffenheit des Untergrundes verursacht sein könnten. Aus Umweltsicht wurden auch mögliche Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und eventuelle Vorbelastungen durch Immissionen betrachtet.

Im Bereich der Ver- und Entsorgung wurden die Kriterien der Stromnetz-, Erdgas-, und Dampfnetzanbindung bewertet sowie die Wasserver- und Entsorgungsmöglichkeiten. Hier spielt auch die Verfügbarkeit von Kühlwasser eine Rolle. Als Vorteil wurde auch eine vorhandene Versorgung mit technischen Gasen wie Sauerstoff, Stickstoff, Wasserstoff und Druckluft bewertet.

Zur Verkehrsinfrastruktur ist eine Bahnanbindung zwingend, von Vorteil ist zudem ein funktionsfähiger Gleisanschluss mit der Möglichkeit zur kontinuierlichen Be- und Entladung von Ganzzügen sowie eine gute Einbindung in das Schienennetz. Die Straßenanbindung sollte eine zügige Erreichbarkeit des Fernstraßennetzes (Bundesstraße, Autobahn) ohne Ortsdurchfahrten bieten. Eine positive Bewertung erhält eine Anbindung an eine Wasserstraße. Hierbei fand die zulässige Schiffsgröße, die vorhandenen Ladevorrichtungen sowie die Entfernung zum Hafen Beachtung.

Bereits genutzte Industriegebiete können Abnehmer für die Nebenprodukte Naphta, Dampf, CO₂ und Schlacke bieten. Häufig besteht auch schon ein Dienstleistungsservice im Bereich Wartung und Instandhaltung, Werksschutz, Feuerwehr und IT-Betreuung. Vorteile bieten auch eine bestehende Versorgung durch einen werksärztlichen Dienst oder die Nutzungsmöglichkeit für ein Labor.

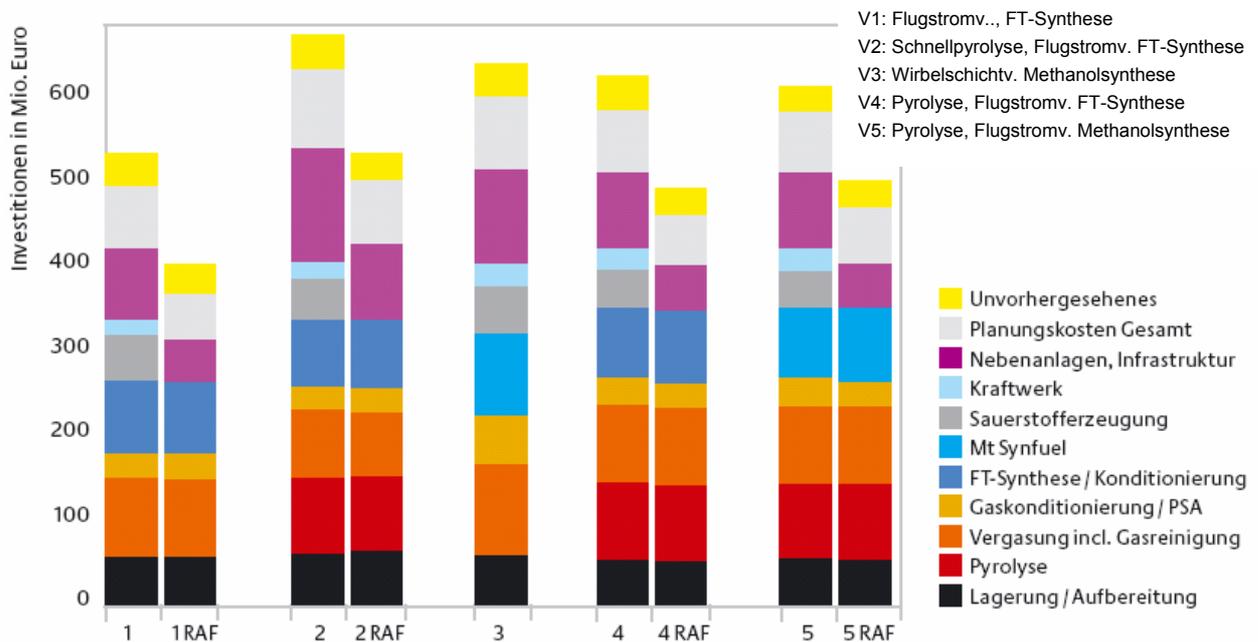
Letztendlich können auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine positive Bewertung eines Standortes bewirken. Hier werden finanzielle Rahmenbedingungen wie geringe örtliche Steuersätze, Investitionsförderung oder die Verfügbarkeit von Personal zu einem günstigen Lohnniveau betrachtet. Aber auch das politische Klima vor Ort, das sich in der Landes- und Kommunalpolitik und dem positiven Engagement der Bürger ausdrückt, spielt in der Bewertungsmatrix eine Rolle /6/.

Auch für die Errichtung einer Schnellpyrolyseanlage ist ein Bahnanschluss mit geeigneter Be- und Entladevorrichtung für den Transport des Slurry zur zentralen Vergasungs- und

Verflüssigungsanlage unumgänglich. Das Investitionsvolumen für eine Pyrolyseanlage bewegt sich in einer Größenordnung ab 20 Mio. €. Der Anlagenbetrieb ermöglicht die Schaffung von 25 Arbeitsplätzen. Für die Vergasungsanlage, die mit einer Leistung von 1.500 MW eine BtL-Produktion von ca. 1 Mio. Mg/a erlaubt, ist mit einem Investitionsvolumen von ca. 500 Mio. € zu rechnen. Der Anlagenbetrieb erfordert ca. 300 Arbeitskräfte /64/.

Die Synergieeffekte, die an einem Raffineriestandort gegenüber einem Neubau „auf der grünen Wiese“ genutzt werden können, führen zu nicht zu unterschätzenden finanziellen Vorteilen. Sie können zu Kosteneinsparungen von bis zu 25 % beitragen. Hier spielt insbesondere die Einsparung von Investitionen in Versorgungseinrichtungen wie Sauerstoff-erzeugung oder Kraftwerke eine Rolle, aber auch Einsparungen bei den Kosten für die Infrastruktur und Planungen schlagen zu Buche. Nicht zu unterschätzen ist auch der Vorteil, dass Genehmigungsverfahren für derartige Großprojekte aufgrund der Erfahrung der zuständigen Behörden und bestehender Raumordnungspläne reibungsloser vonstatten gehen /16/.

Im Bereich des Regierungsbezirk Kassel ist bislang kein Raffinerie- oder Chemiestandort ausgewiesen, der eine entsprechende Versorgung mit z. B. einer Sauerstoffringleitung bieten könnte /64/.



RAF = Raffinerie- oder Chemiestandort, Integration der Variante 3 in Raffineriestandort nicht sinnvoll

Abbildung 5-1: Investitionskosten verschiedener Technologievarianten; Quelle: /16/

5.4 EXEMPLARISCHE STANDORTBEURTEILUNG

Im Rahmen des Konzeptes sollen exemplarisch zwei Standorte in Nordhessen bezüglich der Möglichkeiten zur Errichtung einer Biokraftstoffanlage geprüft werden. Grundsätzlich bieten die Konversionsstandorte in Hessen günstige Voraussetzungen. Sie verfügen über eine technische Infrastruktur (Strom, Gas, Wasser, Abwasser, Telefon) und Gebäudeteile, die für Verwaltungsaufgaben nutzbar sind sowie über eingerichtete Werkstätten und Lagerhallen. Häufig sind bereits weitere Gewerbeansiedlungen erfolgt bzw. in Planung, die z. B. als Wärmeabnehmer in Frage kämen.

5.4.1 PRINZ EUGEN-KASERNE – BAD AROLSEN

Standort

Am Standort der ehemaligen Prinz-Eugen Kaserne im Bad Arolsener Stadtteil Mengerlinghausen ist die Entwicklung eines Bioenergieparks geplant. Das Gelände wurde Mitte 2006 von der BioEnergiePark Nordwaldeck GmbH gekauft, die den Standort im Auftrag der Stadt Bad Arolsen bewirtschaftet. Ihr Ziel ist es, durch die Verpachtung geeigneter Flächen an Unternehmen, die im Umfeld „Nachwachsende Rohstoffe“ tätig sind, einen Bioenergiepark mit einem großen Maß an Synergien zwischen den dort angesiedelten Unternehmen zu entwickeln. Dabei wird bewusst auf Bioenergie-Techniken erster Generation gesetzt, die praxis- und umsetzungsreif sind. Insgesamt steht eine Fläche von rund 30 ha mit einem angrenzenden ehemaligen Standortübungsplatz von 70 ha zur Verfügung.

Bisher wird das Areal noch als Sondergebiet eingestuft, ein Bebauungs- und Flächennutzungsplan wird derzeit erarbeitet. Es ist vorgesehen, den größten Teil des Geländes als Industriegebiet ohne Beschränkung der Bauhöhe auszuweisen. Für einen kleinen Teil im Nordwesten ist die Ausweisung als Gewerbegebiet geplant, ein Areal im Südwesten des Geländes soll als Mischgebiet dienen, um z. B. die Möglichkeit zur Einrichtung von Werkwohnungen zu erhalten.

Über die B 252 ist der Standort mit dem Autobahnanschluss Korbach-Diemelstadt an die BAB 44 angebunden. Die südlich am Standortübungsplatz vorbeiführende ehemalige Panzerstrasse wurde mittlerweile in eine Bundesstraße (B 450) umgewandelt und erschließt den Anschluss Breuna (BAB 44). Eine Bahnanbindung ist bisher nicht vorhanden, es werden derzeit jedoch Gespräche über die Möglichkeit einer Schienenanbindung geführt. Die nächstgelegene Bahnlinie verläuft im Ortsteil Mengerlinghausen in einer Entfernung von ca. 2 km. Abbildung 5-2 gibt einen Überblick über die Verkehrsinfrastruktur des Standortes.

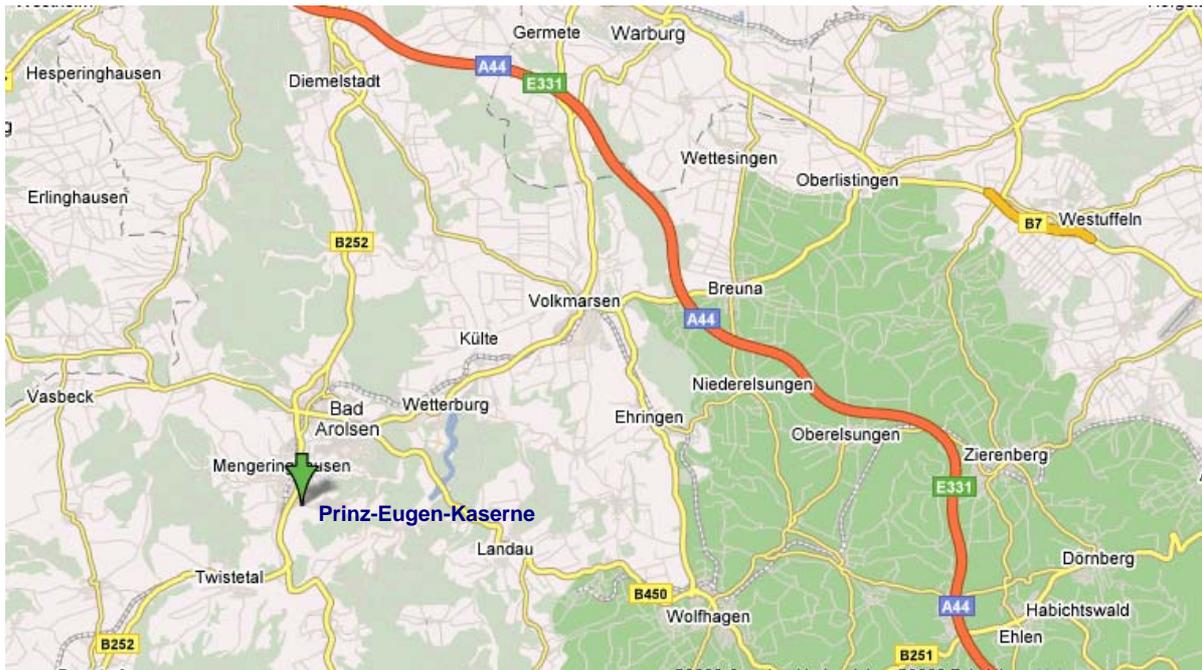


Abbildung 5-2: Verkehrsinfrastruktur der Prinz-Eugen-Kaserne in Bad Arolsen

Die technischen Netze (Strom, Wasser, Abwasser, Nahwärme und Erdgas) befinden sich im Eigentum der BioEnergiePark Nordwaldeck GmbH. Ein getrenntes Brauchwassernetz ist nicht vorhanden, es kann statt dessen jedoch kostengünstig Frischwasser bereitgestellt werden. Für die Abwasserbehandlung sind im kommunalen Klärwerk der Stadt Bad Arolsen ausreichende Kapazitäten vorhanden. Eine Fahrzeugwaage ist im Rahmen der Umgestaltung des Eingangsbereiches und der vorhandenen Umzäunung in Planung.

Die Gebäude werden über ein Nahwärmenetz beheizt. In der Heizzentrale wird derzeit noch Erdgas verwendet, die Umstellung auf Holzhackschnitzel oder Pflanzenöl könnte jedoch problemlos erfolgen. Der Erhaltungszustand einiger Gebäude und der technischen Infrastruktur ist gut, so dass bei der Anpassung an zivile Nutzungen verhältnismäßig geringe Kosten zu erwarten sind. Für den Teil der Mannschaftsunterkünfte, der aus den 60er und 70er Jahren stammt, sowie für einige veraltete Hallen ist ein Rückbau vorgesehen.

Bioenergieanlagen

Bisher konnten mehrere mittelständische Unternehmen aus der Bioenergiebranche in bestehenden Gebäuden auf dem Gelände angesiedelt werden. Auch die Zentralverwaltung eines Wachdienstes ist eingezogen und hat den Sicherheitsdienst auf dem Areal übernommen.

Zurzeit werden Verhandlungen über die Realisierung von zwei größeren Bioenergieprojekten geführt. Zum einen wird die Möglichkeit zur Errichtung einer Ethanolproduktionsanlage mit angeschlossener Biogasanlage zur Verwertung der Schlempe geprüft, zum anderen hat die UWA GmbH & Co. KG Minden Interesse am Betrieb einer Biogasanlage auf der Basis nachwachsender Rohstoffe am Standort signalisiert.

Zum Konzept einer Bioethanolanlage mit einer Kapazität von 30.000 Mg/a wurde von der Firma infraserv bereits eine Machbarkeitsstudie mit positivem Ergebnis erstellt. Die Firma Lurgi erarbeitet derzeit das Pre-engineering. Die Ethanolproduktion ist auf der Basis von Getreide geplant, das aus der Region zugekauft werden könnte. Der Getreidebedarf von 120.000 t/a entspricht etwa einer Fläche von 12.000 ha, die in der ackerbaulich geprägten Region zur Verfügung stehen. Für die Ausbringung der Gärreste dürften vergleichbare Flächenpotenziale zu berücksichtigen sein. Als Standort für die Ethanol- und die zugehörige Biogasanlage sind 5 ha im Süden des Areals vorgesehen (vgl. Abbildung 5-3). Als Investor hat eine Fondsgesellschaft Interesse bekundet, die nach einer positiven Bewertung des Projektes auf Basis des Pre-engineerings mit der Einwerbung des Kapitals beginnen würde. Bei gleichzeitiger Entwicklung und Einreichung der Genehmigungsunterlagen wäre ggf. ein Baubeginn im Jahr 2008 erreichbar.

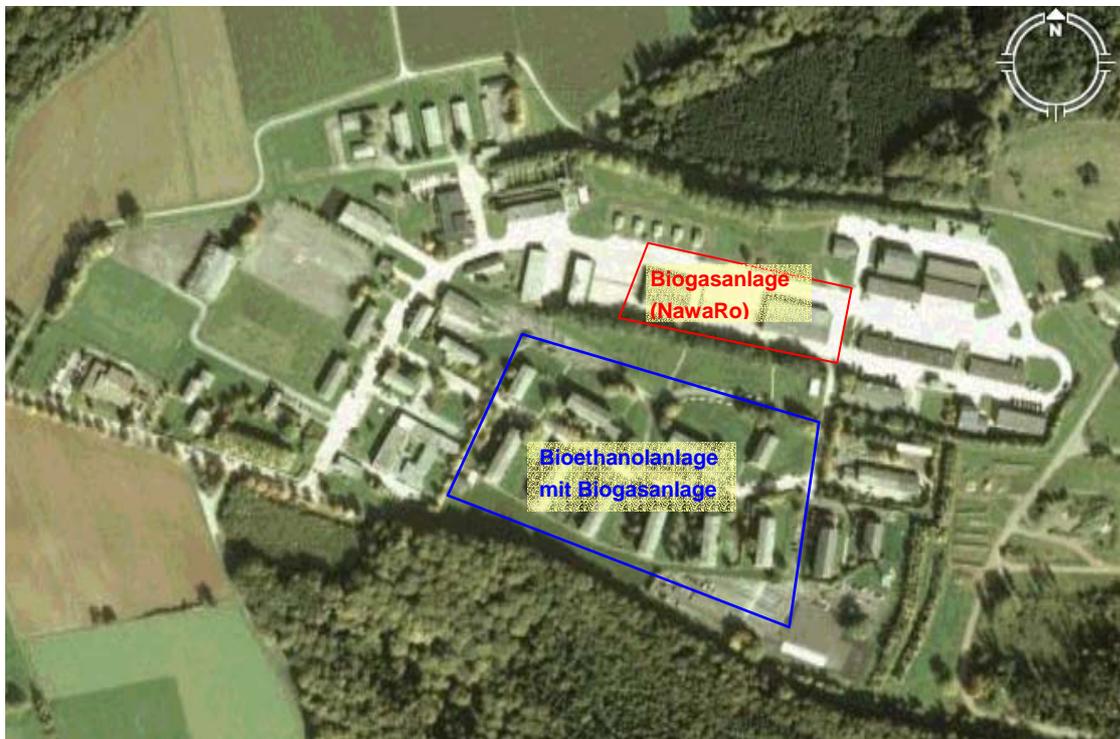


Abbildung 5-3: Mögliche Standorte für die geplanten Bioenergieanlagen auf dem Areal der Prinz-Eugen-Kaserne in Bad Arolsen (Quelle: Goggle-Earth)

Zur Versorgung der geplanten Biogasanlage, die mit einer Leistung von 2,5 MW_{el} auf der Basis nachwachsender Rohstoffe betrieben werden soll, wären ca. 1.000 ha Energiepflanzenfläche nötig. Ein Teil dieses Flächenbedarfs könnte durch die ackerbauliche Nutzung des Standortübungsplatzes abgedeckt werden, über die Beschaffung weiterer Rohstoffe wird mit den Landwirten in der Region verhandelt. Das Anlagenkonzept sieht vor, einen großen Teil des Biogases über Gasleitungen auf zwei bis drei BHKW zu verteilen, die in der Nähe von potenziellen Wärmeabnehmern errichtet werden könnten. Hierzu zählen sowohl die Arobella-Therme als auch zwei weitere Gewerbebetriebe in Bad Arolsen. Für die Errichtung der Biogasanlage sowie der BHKW sind die ersten Genehmi-

gungsanträge nach BImSchG eingereicht. Mit einem Baubeginn wird noch in diesem Jahr gerechnet. Für die Anlage ist ein Areal im Norden des Geländes von ca. 3 ha vorgesehen (vgl. Abbildung 5-3).

Bewertung

Wesentliche Vorzüge des Standortes Bad Arolsen liegen im deutlichen regionalpolitischen Willen, hier einen Bioenergiepark zu entwickeln sowie in der Verfügbarkeit bzw. Mobilisierbarkeit von Biomasse aus dem regionalen Umkreis für die vorgesehenen Anlagen. Die Rohstoffversorgung ist jedoch nur über den Straßentransport möglich, was nach Ansicht der Bioenergiepark Nordwaldeck GmbH im Rahmen des regionalen Sourcing keinen Nachteil darstellt. Der jährliche Pachtpreis liegt mit 3 € pro m² für Freiflächen sowie 14 bis 24 € pro m² für Hallenflächen in einem moderaten Rahmen.

Die technische Infrastruktur des Standortes und die Möglichkeit zur Nutzung von Synergien entsprechen jedoch nicht den Anforderungen, die zur Produktion von Kraftstoffen der zweiten Generation von Seiten der Hersteller gewünscht werden. Eine Versorgung mit technischen Gasen ist nicht gegeben, weder Gleis- noch Wasserstraßenanschluss sind vorhanden und auch Großabnehmer für Koppelprodukte (z. B. Wärme, Stickstoff, Chlor) sind nicht vorhanden.

Das Bioenergieparkkonzept setzt u. a. aus diesen Gründen einen Schwerpunkt auf die Produktion von Biotreibstoffen der ersten Generation. Hier sollen dann Synergieeffekte genutzt werden, wie es im Konzept der Koppelung der Ethanolproduktion mit einer Biogasanlage schon vorgesehen ist. Die Biogasanlage zur Verwertung von Reststoffen bietet zudem die Möglichkeit, auch Reststoffe aus der Rapsölpressung (Rapskuchen) oder der Biodieselproduktion (Glycerin) als Cofermente mitzuvergären und somit eine zusätzliche Wertschöpfung zu sichern. Die logistische Infrastruktur des Standortes ermöglicht eine Ver- und Entsorgung über Autobahnen und Bundesstraßen ohne Ortsdurchfahrt, so dass die erheblichen Verkehrsbelastungen durch Rohstoff- und Produkttransporte ohne eine Beeinträchtigung der Anwohner zu bewältigen sein können.

Die Absatzwege für das Ethanol sind zurzeit noch offen. Neben der Belieferung der Mineralöl- und chemischen Industrie könnte die Vermarktung als Treibstoff E85 in der Region entwickelt werden. Aufgrund der unzureichenden Tankstellen- und Fahrzeuginfrastruktur für diesen Kraftstoff ist hier Entwicklungsarbeit gefordert. Mittelfristig könnte über die Umstellung von Fahrzeugflotten (z. B. regionaler Bus- und Taxenverkehr, regionaler Lieferverkehr) ein kontinuierlicher Verbrauch sichergestellt werden. Eine bestehende Tankmöglichkeit für diesen Treibstoff würde auch privaten Nutzern den Umstieg erleichtern.

5.4.2 BLÜCHER-KASERNE, GEWERBEGEBIETE „IM SENKEFELD“, „AM HAMBACHER WEG“ UND INDUSTRIEGEBIET HIRSCHHAGEN – HESSISCH LICHTENAU

Hessisch Lichtenau verfügt neben dem Konversionsstandort der Blücher-Kaserne über weitere Gewerbe- und Industriegebiete mit unterschiedlicher Arealgröße, die als Standorte für Biotreibstoffanlagen genutzt werden könnten.

Blücher-Kaserne:

Der Standort soll Anfang 2007 für die zivile Nutzung freigegeben werden und verfügt über ein Areal von rund 77 ha. Der benachbarte ehemalige Standortübungsplatz umfasst 370 ha. Er ist als FFH-Gebiet nach der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie geschützt und wird zurzeit durch die Beweidung mit einer Schafherde gepflegt. Eine Ausweitung des Industriegebietes in diese Richtung ist somit ausgeschlossen. Das gesamte Gelände befindet sich im Besitz der Bundeswehr und soll nach Möglichkeit zusammenhängend an einen Investor verkauft werden. Die Stadt Hessisch Lichtenau hat nicht die Absicht, das Gelände zu erwerben.

Eine Entwicklung des Areals zum Gewerbepark bzw. Industriegebiet (GI) ist geplant. Im Frühjahr 2007 soll ein Gutachten fertig gestellt werden, das mögliche Nutzungen aufzeigen und die Kosten der dafür notwendigen Maßnahmen beziffern wird. Der überwiegende Teil der Liegenschaften und der technischen Infrastruktur stammt aus den 60er Jahren und ist modernisierungsbedürftig. Ein Abriss der Stabs- und Unterkunftsgebäude mit anschließender gewerblicher Nutzung der Flächen wird durch unterirdische Bunkeranlagen erschwert. Bei einer Bebauung ist zu beachten, dass das Grundwasser teilweise 50 cm unter Flur ansteht und entsprechende Maßnahmen zu treffen sind.

Gewerbegebiete „Im Senkefeld“ und „Am Hambacher Weg“

In direkter Nachbarschaft im Westen des Kasernengeländes schließen sich die beiden Gewerbegebiete „Am Hambacher Weg“ (Gesamtfläche 24,06 ha, frei parzellierbar 10,2 ha) und „Im Senkefeld“ (Gesamtfläche 27,9 ha, frei parzellierbar 12,92 ha) an. In beiden Gebieten ist die logistische und technische Erschließung einschließlich Erdgasanschluss bereits erfolgt bzw. im Bau. Die Preisvorstellungen für die Flächen incl. voller Erschließung liegen bei 33,- €/m².

In der Nähe der Gebiete (ca. 500 m Entfernung) ist ein Bahnanschluss vorhanden, dessen Erreichbarkeit durch die Querung der Bundesstrasse 7 eingeschränkt ist. Zur Einbindung in ein Logistikkonzept könnten jedoch entsprechende Transportbänder oder Pipelines mit einer Über- oder Unterquerung der Strasse in Betracht gezogen werden. Die Bahnstrecke wird ausschließlich von einer Regiotram genutzt, so dass eine Einbindung des Güterverkehrs in den Taktplan notwendig würde. Abbildung 5-4 gibt einen Überblick über die Lage der Kaserne und der Gewerbegebiete.

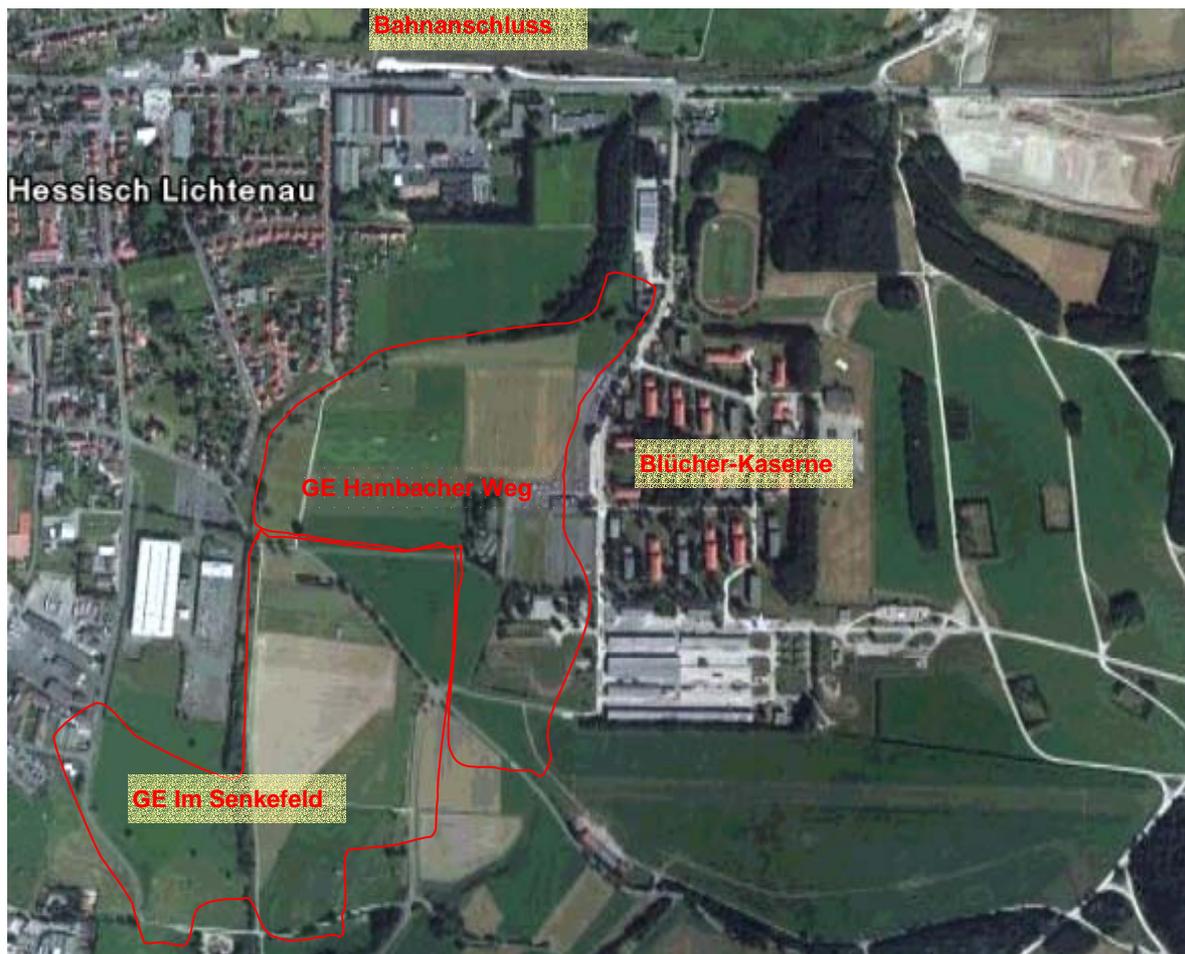


Abbildung 5-4: Blücherkaserne und Gewerbegebiete „Im Senkefeld“ und „Am Hambacher Weg“ in Hessisch Lichtenau

Industriegebiet Hirschhagen

Nördlich der Stadt, in ca. 3 km Entfernung liegt das Industriegebiet Hirschhagen auf einer Anhöhe in einem Waldgebiet. Das Gelände mit einer Größe von 120 ha diente im 2. Weltkrieg als Standort einer Munitionsfabrik. Die umfangreichen Bodensanierungen sollen Mitte 2008 abgeschlossen sein, so dass für zukünftige Investoren keine Nachteile aus den damaligen Kontaminationen zu erwarten sind. Das Gebiet ist über eine eigene Zufahrtsstrasse von der Bundesstrasse 7 aus erschlossen. Bei Fertigstellung der geplanten A44 wird ein Autobahnanschluss ohne Ortsdurchquerung möglich. Ein Bahnanschluss besteht nicht mehr. Die technische Infrastruktur umfasst die Strom- und Wasserversorgung sowie Abwasseranschlüsse. Es besteht die Möglichkeit, die Brauchwasserversorgung aus dem ehem. Kühleich (6 ha) zu erschließen. Ein Erdgasnetz ist auf dem Gelände nicht verfügbar. Ab dem Jahr 2009 soll eine Fahrzeugwaage verfügbar sein. Teilweise können noch bestehende Gebäudeteile der Munitionsfabrik mit guter Bausubstanz bereits jetzt bzw. nach einer entsprechenden Sanierung verwendet werden.

Auf dem Gelände haben sich bereits unterschiedliche Gewerbebetriebe angesiedelt, es stehen jedoch noch rund 20 ha zur Verfügung, davon 9,5 ha als größte zusammenhän-

gende Parzelle in der Nähe des Kühlteiches. Bei einer Bebauung ist eine BMZ 5,0 bzw. eine GFZ von 1,4 einzuhalten, der auf einigen Parzellen vorhandene Baumbestand kann gerodet werden. Der Preis für erschlossene Parzellen liegt zwischen 5,- und 40,- € und ist abhängig vom Zustand und der Bebauung des Geländes. Abbildung 5-5 gibt einen Überblick über die Lage des Geländes.

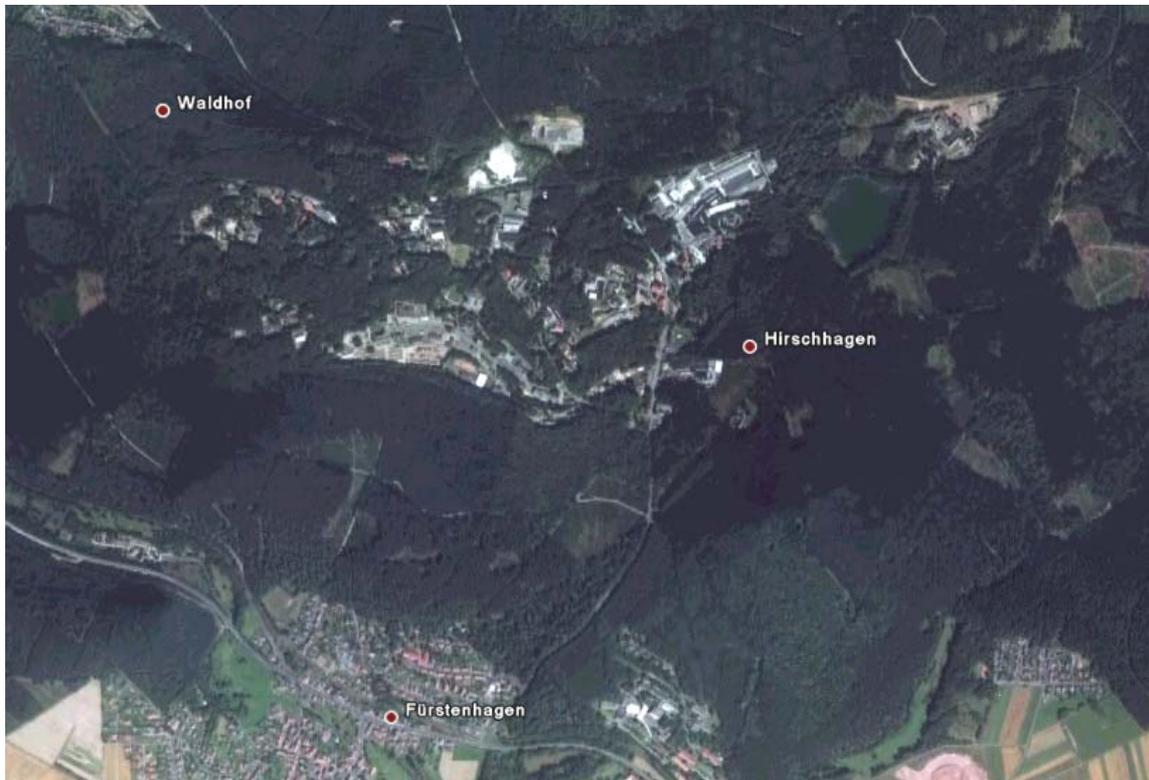


Abbildung 5-5: Luftbild des Standortes Hirschhagen

Derzeit besteht ein Anschluss aller Standorte an das Verkehrsnetz über die Bundesstrasse 7 zum Autobahnanschluss Kassel Ost an der BAB 7. Zurzeit erfolgt der Ausbau der BAB 44 im Abschnitt Kassel / Eisenach, die direkt am Gewerbegebiet vorbeiführen wird. Die Stadt Hessisch Lichtenau wird mit drei Autobahnanschlüssen angebunden und verschafft dem Gewerbegebiet damit eine hervorragende Verkehrsinfrastruktur. Abbildung 5-6 gibt einen großräumigen Überblick über die zukünftige verkehrstechnische Anbindung des Standortes.

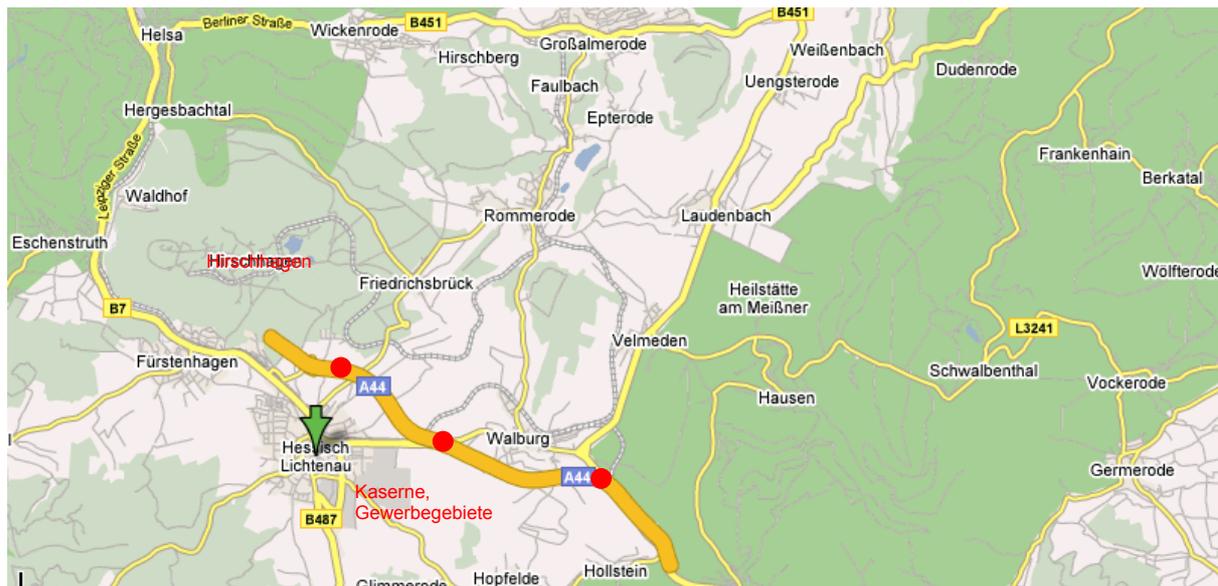


Abbildung 5-6: Verkehrsinfrastruktur der Blücher-Kaserne in Hessisch Lichtenau; die geplanten AB-Anschlüsse sind als Rote Punkte markiert

Bewertung

Der Standort Hessisch Lichtenau bietet (nach Fertigstellung der BAB 44) einen hervorragenden Straßenanschluss. Zusätzlich besteht die Option, den vorhandenen Gleisanschluss zu nutzen, der allerdings die Querung der Bundesstraße 7 voraussetzt. Zudem stehen an den Standorten unterschiedliche Parzellen bis zu einer Größe von rund 12 ha zur Auswahl. Insbesondere in den stadtnahen Gewerbegebieten sind ebene, erschlossene Grundstücke verfügbar. Zudem sind hier auch Betriebe mit hohem Wärmebedarf angesiedelt, die als Wärmeabnehmer in Frage kommen könnten.

Die technische Infrastruktur des Standortes und die Möglichkeit zur Nutzung von Synergien entsprechen jedoch auch hier nicht den Anforderungen, die zur Produktion von Kraftstoffen der zweiten Generation von Seiten der Hersteller gewünscht werden. Eine Versorgung mit technischen Gasen oder Energie ist nicht gegeben, ein Wasserstraßenanschluss ist nicht möglich und auch Großabnehmer für Koppelprodukte (z. B. Stickstoff, Chlor) sind nicht vorhanden.

Die Gewerbestandorte in Hessisch Lichtenau sind bei entsprechender Einbindung eines Güterzugkonzepts für Kraftstoffe erster Generation geeignet. Genauer zu prüfen wären auch Optionen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, die bei den stadtnahen Gewerbegebieten, ggf. in Verbindung mit einer Tankstelle für Biogas, zu realisieren wäre.

5.5 FAZIT DER STANDORTBEURTEILUNG

Die Standorte in Bad Arolsen und Hessisch Lichtenau weisen eine Reihe günstiger Randbedingungen für die industrielle Produktion von Biokraftstoffen auf. Insbesondere Produktionsanlagen für Kraftstoffe der „1. Generation“ könnten an den Standorten anzusiedeln sein, während für die Errichtung von Anlagen zur BtL-Herstellung wichtige Synergieeffekte, wie z. B. Versorgung mit technischen Gasen oder Abnehmer für Koppelprodukte, fehlen. Die Standorte befinden sich allerdings in einem bundesweiten Wettbewerb um die Ansiedlung dieser Industrien. Dabei könnten sich die nicht vollständige Bahnerschließung und das Fehlen eines Wasserstraßenanschlusses bei beiden Standorten als Nachteile herausstellen.

6 REGIONALE UND ÜBERREGIONALE EFFEKTE

Die Abschätzung regionaler und überregionaler Effekte der Biokraftstoffproduktion in Nordhessen ist ein komplexes Themenfeld, bei dem die weite Spanne möglicher Anlagendimensionen (von der dezentralen Ölmühle bis hin zur industriellen BTL Anlage) ebenso wie die sich rasch ändernden Rahmenbedingungen zu berücksichtigen sind. Nicht zuletzt sind die Auswirkungen auf andere Bereiche der stofflichen und energetischen Nutzung von Biomasse zu berücksichtigen. Es zeichnet sich bereits eine Konkurrenz um die Bio-Rohstoffe für unterschiedliche stoffliche und energetische Verwertungswege ab. Ziel der Bestrebungen sollte ein ökologisch und ökonomisch optimierter Mix aus unterschiedlichen Nutzungswegen sein.

6.1 MÄRKTE UND RAHMENBEDINGUNGEN

Verschiedene aktuelle Untersuchungen (z. B. /101/) beschäftigen sich mit der Rohstoffverfügbarkeit und vor allem mit den Märkten für Biokraftstoffe. Im Verlaufe des Jahres 2006 veränderten sich die Rahmenbedingungen in Deutschland für Biokraftstoffe dramatisch durch:

- (1.) das Energiesteuergesetz, das ab August 2006 sukzessive die Besteuerung biogener Reinkraftstoffe (zunächst Biodiesel und Pflanzenöl) einführt;
- (2.) das Biokraftstoffquotengesetz, das ab Januar 2007 verbindliche Beimischungsquoten für biogene Kraftstoffe zu mineralischen Kraftstoffen vorschreibt und diese der vollen Besteuerung unterwirft;
- (3.) einen raschen und erheblichen (z.T. bis 50%) Anstieg der Preise für landwirtschaftliche Rohstoffe, der auf niedrige Ernten (Europa, Australien) und die Nachfrage aus dem Bioenergiesektor zurückgeführt wird;
- (4.) zum Jahresende 2007 sinkende Rohöl-Preise.

Der Reinkraftstoffmarkt für **Biodiesel** hat erheblich unter den Auswirkungen von (1) und (3) sowie zumindest temporär (4) zu leiden (vgl. Abbildung 6-1). Um überhaupt noch reinen Biodiesel an die etwa 1.900 Tankstellen und Direktabnehmer absetzen zu können, ist nach Einschätzung der UFOP unter den Biodiesel-Produzenten ein ruinöser Preiskampf entbrannt. Dieser könnte zu einem Verdrängungswettbewerb führen, bei dem nur optimierte Produktionsstandorte überleben. Die Beimischungspflicht nach dem Biokraftstoffquotengesetz (vgl. Abbildung 1-4, Seite 8) erfordert bis 2009 nur 1,6 Mio t Biodiesel pro Jahr bei einer Produktionskapazität, die in Deutschland zum Jahresende 2006 bei 3 Mio. t liegt. Insofern ist der Biodieselmärkte auf die Vermarktung von etwa 1,4 Mio. t Reinkraftstoff angewiesen. Dies wird auch durch den steigenden Absatz in der Landwirtschaft, wo Biodiesel steuerbefreit ist, nicht gesichert. Die Durchführung der zweiten Stufe der Energiesteueranpassung bei Biodiesel (zum 1.1.2008 von 9 auf 15 €-Cent/l) dürfte unter den o.g. Rahmenbedingungen (1) – (4) zu erheblichen Problemen für die Biodieselprodu-

zenten führen. Sollte sich im Verlauf des Jahres 2007 eine derartige Entwicklung abzeichnen, wäre seitens der Politik dringend die erneute Prüfung der Überkompensation zu fordern, die als Argument für die schrittweise Erhöhung der Besteuerung von Biodiesel diene.

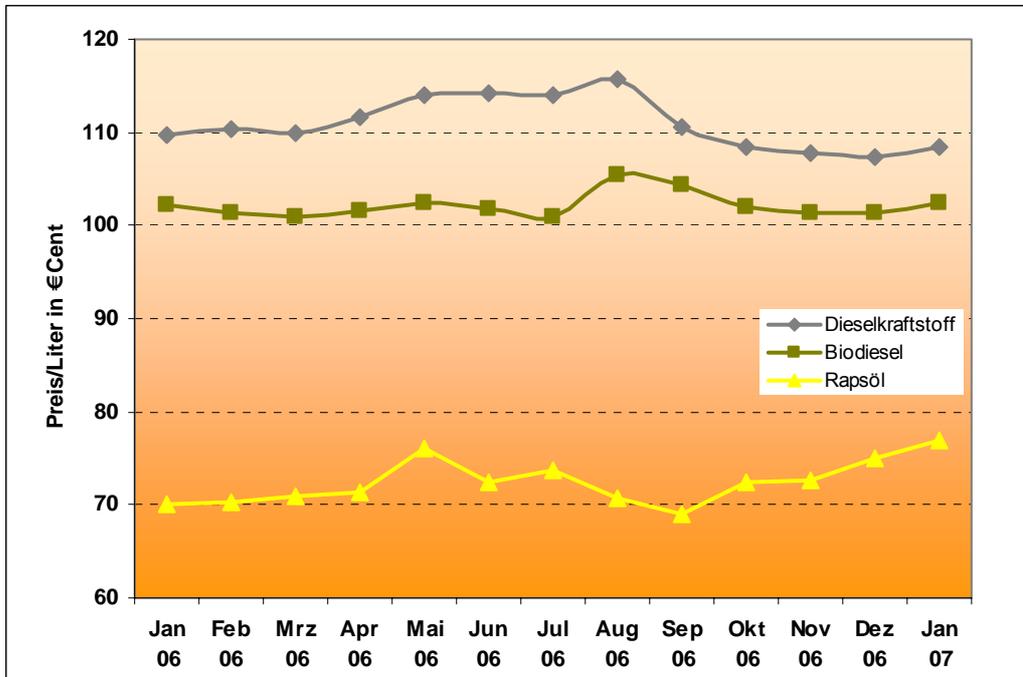


Abbildung 6-1: Preisentwicklung (Cent/l, incl. MwSt) bei mineralischem Diesel, Biodiesel und Rapsöl (Quelle: /85/)

Eine ähnliche Entwicklung zeichnet sich für **Rapsölkraftstoff** ab. Wenngleich die Besteuerung für diesen Kraftstoff gegenüber Biodiesel etwas verzögert einsetzt, so wirken die Faktoren (3) und (4) bereits unmittelbar auf die Branche. Darüber hinaus wird dieser Markt nicht durch die Beimischungspflicht entlastet. Seitens der Nutzer von Rapsölkraftstoff müssen darüber hinaus die notwendigen Umrüstmaßnahmen an der Motorperipherie in den Preisvergleich einbezogen werden. Derzeit scheinen insbesondere Pflanzenöl produzierende Betriebe mittlerer Größenordnung besonders unter den Rahmenbedingungen zu leiden.

Für **Bioethanolanlagen** stellt sich die Situation etwas anders dar. Zwar sind auch diese von den steigenden Rohstoffpreisen (3) insbesondere bei Getreide und den fallenden Rohölpreisen (4) betroffen, jedoch ist hier bisher kein erheblicher Reinkraftstoffmarkt (E85) aufgebaut worden und vor allem ist eine Steuerbegünstigung für Bioethanol bis 2015 vorgesehen. Allerdings soll ab 2008 eine mögliche Überkompensation geprüft werden. Insbesondere aber erfordert die Beimischungspflicht (vgl. Abbildung 1-4, Seite 8) einen Ausbau der deutschen Bioethanolkapazität oder ggf. entsprechende Importe. Am Markt wird davon ausgegangen, dass in den nächsten Jahren auf dem deutschen Markt keine Sättigung der Ethanolnachfrage zu erwarten ist und von daher eine Erweiterung

der Anlagenkapazität erfolgen wird. Auf dem Getreideweltmarkt ist zwar mittelfristig mit steigender Nachfrage zu rechnen, jedoch nicht mit einer strukturellen Verknappung.

Biogas als Kraftstoff wird in Deutschland bisher nur in Pilotvorhaben verwendet. Der weitere Ausbau wird zum einen durch gleichzeitige steuerliche Begünstigung von Erdgaskraftstoff als auch zum anderen von den Vergütungssätzen für die Einspeisung von Strom aus Biogas (vgl. Abbildung 3-16, S. 58) beeinflusst. Wie Abbildung 3-16 zeigt, ist ein knapper ökonomischer Vorteil für die Biogaskraftstoff-Produktion aus Reststoffen gegenüber der Verstromung und Wärmenutzung erzielbar. Vordringlich für die Umsetzung entsprechender Anlagen wird ein gesicherter Grundabsatz von Biogas als Kraftstoff sein.

Die industrielle Umsetzung der Produktion von **BtL-Kraftstoff** wird einerseits auch von den technischen Ergebnissen derzeit laufender Demonstrationsvorhaben abhängig sein. Bei positiven Ergebnissen dürfen erste industrielle Anlagen ab 2010 gebaut werden. Den hohen Investitionsbedarf dürften aber andererseits die derzeitigen steuerlichen Rahmenbedingungen mit einer vorgesehenen Steuerbegünstigung bis 2015 nicht ausreichend kompensieren, um - im Rahmen der derzeit absehbaren Rohölpreisentwicklungen - das Risiko und die Anlagenabschreibung wirtschaftlich tragen zu können. Darüber hinaus ist die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen in hohem Maße von den Rohstoffkosten abhängig. Ob BtL-Anlagen mit einem relativ geringen energetischen Wirkungsgrad (40 – 50 %) auf dem Rohstoffmarkt gegenüber anderen Nutzungsformen (u. a. Wärme, KWK, stoffliche Nutzung) konkurrieren können, wird in erheblichem Maße von den dann zu erzielenden Produktpreisen, d.h. den dann vorherrschenden Preisen für Kraftstoffe, abhängen.

6.2 EFFEKTE DES ANLAGENBAUS, DER WARTUNG UND DES ANLAGENBETRIEBS

In der überwiegend ländlich geprägten Region Nordhessen bieten Planung, Bau und Betrieb einer Biokraftstoffproduktionsstätte auch für die örtlichen Planungs- und Handwerksbetriebe Einkommenschancen. Die positiven Effekte, die die Errichtung einer Biotreibstoffanlage auf die Wirtschaftskraft einer Region ausübt, sind naturgemäß zeitlich begrenzt, während Wartung und Betrieb dauerhafte Auswirkungen zeigen. Es ist zwar davon auszugehen, dass die Ausführung der werksspezifischen Planungs- und Montagearbeiten von international oder bundesweit agierenden Fachfirmen übernommen wird. Der unspezifische Teil der Arbeiten, wie Erdarbeiten, Errichten von Bodenplatten, Gebäudehüllen, Büro- und Sozialräumen sowie technischer Standardinstallationen wird jedoch üblicherweise an Firmen vor Ort vergeben. Als grober Richtwert kann dabei von einer Spanne zwischen 25 und 35 % des Investitionsvolumens ausgegangen werden. Eine ähnliche Verteilung ist bei der Ausführung von Wartungsarbeiten anzunehmen. Bei Industrieanlagen werden jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten von rund 5 % der Investitionssumme angesetzt. Auch hier ist davon auszugehen, dass ein Anteil von 25 – 35 % in der Region verbleibt.

Die Investitionskosten für eine industrielle Bioethanolanlage mit einer Jahresproduktion von 100.000 m³ liegen beispielsweise in einer Größenordnung von 70 Mio. €. Der Bau

der Anlage bietet somit rund 17 bis 25 Mio. € Wertschöpfung, während der Betrieb über Instandhaltung und Wartung für regionale Betriebe eine Einkommenschance von jährlich rund 1. Mio. € bietet.

Neben der Wertschöpfung, die durch Errichtung und Wartung einer Anlage für eine Region zu erwarten ist, bietet der Anlagenbetrieb Arbeitsplätze mit unterschiedlichem Anforderungsprofil. Neben hoch qualifizierten Verfahrensingenieuren werden Techniker sowie Radladerfahrer und Bedienungspersonal für den Anlagenbetrieb gefordert. Mit der Errichtung einer industriellen Bioethanolanlage können ca. 30 – 60 Arbeitsplätze geschaffen werden, der Betrieb einer Industriellen Biodieselanlage erfordert 15 – 40 Arbeitskräfte, die industrielle Pflanzenölproduktion benötigt 100 – 250 Personen. Ein BtL-Werk in der von der Firma Choren geplanten Größenordnung bietet ca. 150 Arbeitsplätze.

In direktem Zusammenhang zum Betrieb einer Biotreibstoffanlage ist der Logistikbereich zu betrachten. Auch hier können neue Arbeitsplätze entstehen, wenn tatsächlich zusätzliche Rohstoffe transportiert werden, wie dies z. B. bei der Bergung von Stroh, welches bisher als Reststoff bzw. Dünger auf dem Acker belassen wurde, der Fall wäre. Ein zusätzlicher Materialanfall ergibt sich auch aus dem Anbau auf Stilllegungsflächen. Bundesweit wird der hierbei mögliche Zuwachs an Arbeitsplätzen auf 300 geschätzt /30/.

Die Ansiedlung eines Gewerbebetriebes führt für eine Kommune zu einem direkten finanziellen Vorteil durch die Einnahme von Gewerbesteuer und, durch die Aufwertung des bebauten Grundstücks, zu einer Erhöhung der Grundsteuer. Die vom Gewinn eines Betriebes abhängige Gewerbesteuer ist eine wesentliche Grundlage der kommunalen Finanzen. Insofern bieten industrielle und kapitalintensive Biokraftstoffproduktionsstätten mit hohem Umsatz und entsprechenden Gewinnerwartungen ein interessantes Potenzial für die kommunale Steuererhebung.

Der sogenannte Hebesatz bei der Gewerbesteuer beträgt mindestens 200 % des Gewerbesteuermessbetrages und liegt in ländlich geprägten Gemeinden meist deutlich niedriger als in Ballungsgebieten. Mit der Festlegung eines niedrigen Hebesatzes bietet sich einer Kommune die Gelegenheit, die Ansiedlung für Industrie- und Gewerbebetriebe attraktiver zu machen. Die Gewerbesteuer sollte jedoch zumindest die Kosten ausgleichen, die der Kommune durch den Gewerbebetrieb theoretisch entstehen (z. B. Vorhalten einer Infrastruktur, Sozialleistungen etc.).

Für die in Nordhessen mobilisierbaren Biomassepotenziale stehen grundsätzlich unterschiedliche Nutzungswege zur Verfügung: Neben dem Einsatz in der Biotreibstoffherstellung können sie auch als Rohstoff zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt werden. Aus Sicht der Energieeffizienz und der CO₂ Reduktion ist hierbei der Einsatz der Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einem hohen Wirkungsgrad fast allen anderen Verwendungsarten überlegen, insbesondere, wenn dadurch Anlagen mit fossilen Brennstoffen ersetzt werden /46/.

In den Auswirkungen auf Investitionssummen und Arbeitsplätze ergibt sich eine vergleichbare Tendenz. Die Nutzung des hessischen Biomassepotenzials in dezentralen KWK-Anlagen erfordert in der Regel trotz geringerer Einzelinvestitionen insgesamt höhere Investitionssummen und mehr Arbeitskräfte als eine Umwandlung in Biotreibstoffe. Tabelle 6-1 zeigt eine Abschätzung der erforderlichen Investitionssummen und Arbeitskräfte, die für die Nutzung des hessischen Biomassepotenzials in unterschiedlichen Szenarien benötigt würden. Das Szenario „Treibstoff“ legt den Schwerpunkt auf die Verwendung der Biomasse zur Biotreibstoffherstellung unter Einbeziehung der BtL-Technik. Die Szenarien „KWK 1“ und „KWK 2“ gehen von einer verstärkten Nutzung der Biomasse in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aus, wobei im Szenario „KWK1“ der Biotreibstoffproduktion eine größere Bedeutung als im Szenario „KWK2“ beigemessen wurde. Das Szenario „Business as usual“ betrachtet eine Fortsetzung der derzeitigen Entwicklung /41/.

Tabelle 6-1: Vergleich der sozioökonomischen Auswirkungen verschiedener Szenarien zur Nutzung des hessischen Biomassepotenzials /41/

	Szenario			
	Business as usual	Treibstoff	KWK (1)	KWK (2)
Invest [Mio €]	450	1.450	2.300	2.800
AK [direkt]	500	800	1.650	2.200
AK [indirekt]	1.250	2.600	5.000	6.700

Den positiven Effekten auf die bundesweite und regionale Wirtschaftskraft durch die Errichtung einer Konversionsanlage für Biokraftstoffe stehen aus Sicht der Staatskasse die im Biotreibstoffbereich notwendigen Ausgaben für Fördermittel gegenüber. Die knappen Staatsfinanzen erlauben nur begrenzte Fördersummen, so dass hier eine Konkurrenz mit anderen Projekten um die Fördersummen eintritt /30/. Andererseits verspricht eine hoch entwickelte, innovative Technologie gute Exportchancen für deutsche Firmen auf dem Weltmarkt, wie sich mittlerweile im Bereich der Windkraftanlagen beobachten lässt.

6.3 EFFEKTE AUF DIE PRIMÄRPRODUKTION

Die wirtschaftliche Lage der Primärproduktion in Deutschland (Land- und Forstwirtschaft) ist zurzeit von einem hohen Rationalisierungsdruck geprägt. In den letzten Jahren war eine eher negative Preisentwicklung für Nahrungs- und Futtermittel sowie Holzrohstoffe zu beobachten. Diese Tendenz hat sich seit 2006 erstmals deutlich umgekehrt. Als Grund wird für landwirtschaftliche Produkte unter anderem auch die steigende Nachfrage nach Rohstoffen für die Biotreibstoffproduktion (hauptsächlich Raps für Biodiesel) angeführt. Der Vorteil stabiler Preise durch die Konkurrenzsituation ist allerdings nicht auf die im regionalen Umkreis einer Konversionsanlage ansässigen Landwirte beschränkt, da die Rohstoffe Raps und Getreide mit ihrer hohen Energiedichte über weitere Strecken trans-

portwürdig sind (vgl. Kapitel 4.1). Dennoch böte die Errichtung einer Biodiesel- oder Bioethanolanlage in Nordhessen den ansässigen Landwirten die Möglichkeit, ihren Betrieb durch langfristige Lieferverträge zu konsolidieren. Im Gegensatz dazu erlaubt die Erzeugung von Biogas zur Treibstoffherstellung keine weiten Transportwege der Rohstoffe, die beschriebenen Auswirkungen auf die landwirtschaftlichen Betriebe beschränken sich somit auf die Region. Für Landwirte und die Entsorgungswirtschaft böte der Pfad Biogas als Kraftstoff insbesondere eine Option, Reststoffe einzusetzen (vgl. 3.1.4, und Abbildung 3-16).

Im Forstbereich hat der steigende Rohölpreis für einen regen Absatz im Energieholzsegment gesorgt, so dass hier mittlerweile Lieferengpässe auch für die Holzwerkstoffindustrie auftreten. Seitens der Forstwirtschaft wird nicht damit gerechnet, in Nordhessen signifikante zusätzliche Holzmengen für die Errichtung von Biotreibstoffanlagen der „zweiten Generation“ auf einem für die Abnehmer akzeptablen Preisniveau bereitstellen zu können.

Ein nennenswerter Zuwachs an Arbeitsplätzen in der Landwirtschaft ist unwahrscheinlich. Im Ackerbau spielt es für die Anbaupraxis nur eine untergeordnete Rolle, ob Kulturen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion oder die Biotreibstoffherstellung angebaut werden. Sowohl der Produktionsmittel- als auch der Arbeitskräfteaufwand sind vergleichbar. Lediglich im Bereich der Lohnunternehmungen sind durch Massentransporte von Energiepflanzen zusätzliche Aktivitäten zu erwarten. Einer Ausweitung der ackerbaulich genutzten Fläche von rund 210.000 ha in Nordhessen sind sehr enge natürliche Grenzen gesetzt. Unter der Annahme, dass 30 % der Ackerfläche für den Energiepflanzenanbau verwendet werden könnte, stünden dafür in Nordhessen ca. 70.000 ha bereit. Durchschnittlich wird von einem Arbeitskräftebedarf im Ackerbau von 1,7 AK für 100 ha Ackerfläche ausgegangen /30/, so dass in diesem Segment der Landwirtschaft ca. 1.200 Personen gesichert beschäftigt wären. Auch eine Umstrukturierung hinsichtlich einer verstärkten Produktion von Rohstoffen für Biotreibstoffe lässt zusätzliche Arbeitsplätze lediglich in den Bereichen Logistik und Lohnunternehmen erwarten.

Die Belegung der Konkurrenzsituation auf dem Absatzmarkt für Getreide und Raps könnte letztendlich auch das Interventionsbudget der Bundesregierung entlasten, wenn die Rohstoffe zu einem akzeptablen Preis von den Biotreibstoffherstellern abgenommen werden und nicht in die Interventionsbestände eingehen /30/.

6.4 ARBEITSPLÄTZE

Eine zusammenfassende Bewertung der Arbeitsplatzimpulse durch die Entwicklung einer Biokraftstoffindustrie erfordert eine umfassende Bilanzierung, die im Rahmen dieser Studie nicht abschließend geleistet werden kann. So sind beispielsweise die Auswirkungen der bereits mehrfach erwähnten steigenden Preise für die Bio-Rohstoffe zweischneidig: einerseits sichern sie Arbeitsplätze im Bereich der Primärproduktion, andererseits sind

negative Auswirkungen in anderen Bereichen, wie der Nahrungsmittel- und Holzwerkstoffindustrie, nicht auszuschließen.

Hier sollen daher zunächst nur die unmittelbaren Arbeitsplatzeffekte verschiedener Biokraftstoffproduktionsstätten dargestellt werden (vgl. Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Abschätzung direkter Arbeitsplatzeffekte verschiedener Biokraftstoffproduktionsanlagen (bei jeweils einer Anlage im typischen Leistungsbereich)

		zusätzliche regionale Arbeitsplätze					Anlage	
		Anlagen betrieb	Rohstoffproduktion	Logistik	Wartung / sonstiges	Gesamt	Invest [1.000 €]	Invest [1.000 €] / Arbeitsplatz
Pflanzenölmühle	dezentral	0,1 - 3	0	=1	<0,1	0,2 - 4	150	150
Biodiesel		15 - 40	0	3 - 20	<2	18 - 65	10.000	300
Bioethanol		30 - 60	0	3 - 20	<3	35 - 85	100.000	1.700
Bioethanol	dezentral	3 - 5	0,1	1 - 3	<0,5	4 - 8	13.000	2.300
Biomethan		1 - 2	0,1	0,2	<0,5	1,5 - 3	1.500	700
Schnellpyrolyse		20	0	10 - 30	1	30 - 50	25.000	600
Sunfuel		150	0	30 - 60	< 10	190 - 220	400.000	2.000

Bei der Interpretation der in Tabelle 6-2 dargestellten Abschätzung ist zu berücksichtigen, dass

- im Bereich der Rohstoffproduktion in den meisten Bereichen zwar wirtschaftliche Effekte (besserer Absatz, bessere Erlöse) aber keine Arbeitsplatzeffekte zu erwarten sind, da für die Energiepflanzen die gleichen oder ähnliche Produktionsverfahren wie für die Nahrungs- bzw. Futtermittelkulturen zum Einsatz kommen;
- die Anlagen häufig in einem relativ weit streuenden Größenbereich errichtet werden können und dementsprechend unterschiedlich viele Arbeitsplätze benötigen;
- ganz unterschiedliche Anzahlen von Anlagen der jeweiligen Typen in Nordhessen errichtet werden könnten (z. B. eine Schnellpyrolyseanlage, aber mehr als zehn Biomethan-Anlagen);
- kurzfristig für die Errichtung der Anlagen zusätzlich auch regionale Arbeitskräfte zum Einsatz kommen.

Als ein wesentliches Beurteilungskriterium können die Investitionskosten je Arbeitsplatz dienen. Die günstigen Werte für Biodiesel und Pflanzenölproduktionsanlagen sind derzeit angesichts der schwierigen wirtschaftlichen Lage für diese Biokraftstoffe, verursacht durch eine Reihe von in dieser Studie dargelegten Rahmenbedingungen, von geringerer Bedeutung. Die Investitionen je Arbeitsplatz sind für Anlagen zur Pyrolyseslurry- bzw. Bio-Methanproduktion noch relativ günstig.

6.5 FAZIT REGIONALE UND ÜBERREGIONALE EFFEKTE

Die steuerlichen Rahmenbedingungen in Verbindung mit den Kostenentwicklungen für biogene und fossile Rohstoffe führen für Rapsöl und Biodiesel insbesondere im Bereich der Reinkraftstoffe zu einer verschärften Konkurrenzsituation, während die Ethanolherstellung durch die weiterhin bestehende Steuerbefreiung und den Beimischungszwang profitiert. Ein Ausbau der Produktionskapazitäten in Deutschland ist somit eher für Bioethanol zu erwarten. Für Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen bietet die Verstromung in KWK-Anlagen bisher höhere Renditen als die Vermarktung als Kraftstoff in Konkurrenz zum steuerlich begünstigten Erdgaskraftstoff. Bei der Biogaserzeugung aus Reststoffen zeigt die Vermarktung als Treibstoff dagegen einen ökonomischen Vorteil. Es ist fraglich, ob die steuerliche Begünstigung der BtL-Kraftstoffe bis 2015 die Kosten der weiterhin notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeit sowie das damit verbundene Investitionsrisiko ausreichend kompensiert, um den Bau entsprechender Produktionsanlagen zu fördern. Aufgrund steigender Preise für fossile Heizenergie ergibt sich zudem eine konkurrierende Nachfrage im Energieholzbereich, die den Preis für diesen BtL-Rohstoff erhöht und die Verfügbarkeit vermindert.

Bei Bau und Wartung von Biotreibstoffanlagen ist davon auszugehen, dass 25 – 35 % der Investitions- und Wartungskosten in die regionale Wirtschaftskraft einfließen. Zudem erfordern die Anlagen Arbeitskräfte mit unterschiedlichem Qualifikationsprofil. Der Betrieb von Biotreibstoffproduktionsanlagen erfordert im Gegensatz zu anderen Biomassennutzungen, z. B. dezentralen KWK-Anlagen, jedoch einen in Bezug auf die Investitionssummen geringen Personaleinsatz. Die Förderung der Entwicklung innovativer Biotreibstofftechnologie durch die Bundesregierung bindet einerseits zwar Mittel aus den knappen Staatsfinanzen, verbessert andererseits aber die Chancen bundesdeutscher Firmen, mit Technologieexporten auf dem Weltmarkt zu bestehen.

Die Errichtung einer Biotreibstoffanlage ermöglicht der regionalen Landwirtschaft hauptsächlich eine Konsolidierung der Betriebe sowie die Sicherung von Arbeitsplätzen und liefert Impulse für den Bereich der Lohnunternehmen bzw. Logistiker. In der Forstwirtschaft führt derzeit die starke Nachfrage nach Energieholz zu einem erheblichen Preisanstieg. Das Preisniveau liegt in Nordhessen mittlerweile über den Preisen, die für eine BtL-Produktion als noch ökonomisch betrachtet werden.

7 ZUSAMMENFASSUNG UND BEWERTUNG

- 1 **Potenzial:** Nordhessen zeichnet sich durch eine hohe Verfügbarkeit an Biomasse aus. Die relativ kleinräumige landwirtschaftliche Struktur, verbunden mit der hügeligen Topographie und dem Fehlen von Wasserstraßen für die überregionale Anlieferung voluminöser Biomassen, beschränkt das Potenzial von Produktionsstätten für Biokraftstoffe der zweiten Generation.
 - 1.1 Viele Fachleute gehen von einem derzeitigen Potenzial von über 30% der **Ackerfläche** aus, die in der EU-25 nicht mehr zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion benötigt werden und daher für den Anbau nachwachsender Rohstoffe zur Verfügung stehen. In Nordhessen entspricht dies knapp 70.000 ha Ackerfläche mit einem Potenzial von rund 950.000 Mg pro Jahr.
 - 1.2 **Stroh** wird bisher als Einstreu und im Rahmen des Bodenfruchtbarkeitsmanagements eingesetzt. Von dem auf den 135.000 ha Getreidefläche Nordhessens anfallenden Stroh stehen etwa 300.000 Mg jährlich für eine energetische Nutzung zur Verfügung, ohne die Nutzung als Einstreu und die notwendige Humuserhaltung zu beeinträchtigen.
 - 1.3 Vor allem in Mittelgebirgslagen geht die **Grünlandnutzung** stark zurück. Aus Sicht von Naturschutz, Tourismus und anderen sollten diese Flächen offen gehalten und genutzt werden. Dennoch ist ihre energetische Nutzung wirtschaftlich im Vergleich zu den vorgenannten (1.1 und 1.2) schwer darstellbar. Das energetisch nutzbare Potenzial liegt in einer Größenordnung von 100.000 Mg pro Jahr.
 - 1.4 Für **Holz** ist in erster Linie die stoffliche Nutzung anzustreben, energetisch nutzbar ist vor allem Restholz. Für diesen Rohstoff hat sich in den vergangenen 2 Jahren jedoch eine erhebliche Nutzungskonkurrenz entwickelt. Private Haushalte, Kommunen und Gewerbebetriebe sind die Hauptnutzer von Scheitholz aus Waldrestholz und auch Landschaftspflegeholz. Technisch steht noch ein Potenzial von 240.000 Mg pro Jahr zur Verfügung. Dieses sollte eher im Bereich der dezentralen Wärmenutzung und ggf. der gekoppelten Stromerzeugung verwendet werden.
 - 1.5 **Insgesamt** werden die erheblichen Biomassepotenziale für unterschiedliche Nutzungsformen (Wärme-; gekoppelte Kraft-Wärme- und Kraftstoffproduktion) eingesetzt werden. Rahmenbedingungen, wie Wechselkurse, Weltenergie- und Agrarpreise sowie Fördermechanismen, aber auch energetische Wirkungsgrade der Verfahren lenken die Biomasseströme zu den jeweiligen Nutzungsformen. Während die Wirkungsgrade bekannt sind, ist die Entwicklung der Rahmenbedingungen schwierig abzuschätzen.
- 2 **Biokraftstoffe der ersten Generation** (Bioethanol, Biodiesel und Pflanzenölkraftstoff) beruhen auf Saaten bzw. Ölen und Zuckerverarbeitungsprodukten, die überregional und international gehandelt werden und transportwürdig sind. Produktionsstandorte sind daher weniger von den naturräumlichen Potenzialen als vielmehr von der vorhandenen Logistikaufbaustruktur sowie Synergien bei der Abnahme, der Verwertung von Koppelprodukten und günstiger Energiebereitstellung abhängig. Hier bieten die untersuchten Standorte z. T. günstige Voraussetzungen.

Die Erzeugung von Biomethantreibstoff ist auf die Bereitstellung regionaler Rohstoffe angewiesen.

- 2.1 **Bioethanolanlagen** werden häufig modular in Modulgrößen von 50.000 m³/a angeboten. Die Investitionskosten liegen bei 600 - 700 €/m³ Jahresleistung. Für Anlagen zur Verarbeitung von Lignocellulose (Stroh etc.) ist mit höheren Investitionskosten in der Größenordnung von 1.000 €/m³ Jahresleistung zu rechnen. Die Beschäftigtenzahl in Bioethanolanlagen liegt bei 70 (80.000 m³/a) bis 100 (230.000 m³/a).

Dezentrale Konzepte auf Basis landwirtschaftlicher Brennereien werden in Bayern und NRW erprobt. Eine entsprechende Struktur nicht ausgelasteter größerer Brennereien liegt in Nordhessen nicht vor. Das WABIO Konzept wird derzeit erstmals umgesetzt. Nach Bauverzögerungen und deutlich erhöhten Investitionskosten für die Pilotanlage sollten die ersten Betriebsergebnisse beobachtet werden.

- 2.2 Die Wirtschaftlichkeit von **Biodieselanlagen** erfährt durch die Energiebesteuerung eine Veränderung. Bei sinkender Bedeutung des B-100 Marktes wird sich die Bemischung entwickeln, aber hohe Wirtschaftlichkeit der Anlagen verlangen, die im wesentlichen nur über einen Rohstoffmix erreicht werden kann. Dazu sind Standorte an Wasserstraßen günstig.

- 2.2.1 Mit Interesse wird derzeit ein neues Biodieselfahrerfahren (HVO - Hydrotreated Vegetable Oil) beobachtet, das hohe Kraftstoffqualitäten –vergleichbar BtL– bieten soll. Es eignet sich für bestehende Raffineriestandorte und ist daher für Nordhessen von geringer Bedeutung.

- 2.3 **Pflanzenölkraftstoff** wird an etwa 10 Standorten in Nordhessen erzeugt. Die Produktion wird regional vermarktet. Aufgrund der beschlossenen ab 2007 einsetzenden schrittweisen Besteuerung von Pflanzenölkraftstoff und der ablehnenden Haltung der Hersteller von Serienmotoren gegenüber Pflanzenölkraftstoff dürfte der Einsatzschwerpunkt in der Landwirtschaft bleiben, wo der Kraftstoff weiterhin steuerbefreit ist. Eine deutliche Ausweitung der Produktion ist derzeit in Nordhessen nur für Kleinanlagen zu erwarten.

- 3 **Biogas** als Kraftstoff ist wegen seiner geringen Energiedichte und den damit verbundenen geringeren Reichweiten von PKW insbesondere für den (öffentlichen) Nahverkehr und ähnliche Einsatzbereiche (Müllabfuhr etc.) geeignet. In diesem Segment kommen auch die reduzierten Emissionen v. a. im innerstädtischen Bereich vorteilhaft zum Tragen.

- 3.1 Die **Aufbereitung** von Biogas auf Erdgasqualität ist technisch etabliert. Nordhessen hat bereits eine vergleichsweise hohe Anzahl von Biogasanlagen und könnte eine entsprechende Aufbereitung bei einer Größenordnung von etwa 500 m³ Biogas/h (das entspricht einer elektrischen Anlagenleistung von 1 MW und etwa 400 ha Anbaufläche) darstellen. Der Einsatz von Reststoffen ist in diesem Bereich attraktiv. Wesentlich ist eine gesicherte Abnahme des Biogaskraftstoffs (beispielsweise im öffentlichen Nahverkehr).

- 4 Für **Biokraftstoffe der zweiten Generation** bietet sich ein differenziertes Bild:

- 4.1 **Zentrale Anlagen**, wie sie von der Firma CHOREN geplant werden, benötigen große Biomassemengen (1.000.000 Mg TM pro Jahr) und werden –auch um eine gewisse Flexibilität gegenüber den Rohstofflieferanten zu erzielen– bisher in der Nähe von Wasserstraßen oder im Zentrum großer Getreideanbaugebiete geplant. Darüber hinaus sind Synergieeffekte, wie sie an Industriestandorten vorliegen können (Sauerstoffversorgung, andere Infrastruktur) von großer ökonomischer Bedeutung. Nach der vorliegenden Standortanalyse ist eine Rohstoffversorgung in Nordhessen zwar rechnerisch darstellbar, ihre Mobilisierung aber aufgrund der unter (1) genannten Einschränkungen schwieriger und damit kostenaufwändiger.

Die Vergasungstechniken sind nach heutigem Entwicklungsstand auf die Verwendung von Stroh und Holz ausgelegt. Diese Rohstoffe stehen auch aufgrund der in den letzten Jahren rapide gewachsenen Nachfrage nach Bio-Rohstoffen nicht in ausreichender Menge allein aus Nordhessen zur Verfügung. Die Verarbeitung von landwirtschaftlicher Anbaubiomasse, die eine Versorgung eines BtL-Werkes nach den Planungen der Firma CHOREN sicherstellen könnte, wird derzeit im großtechnischen Maßstab geprüft. Sie steht aber auch in direkter wirtschaftlicher Konkurrenz zu anderen Bioenergien und der Nahrungsmittelproduktion.

Nach Aussage von CHOREN¹¹ sind derzeit 6 Standorte von über fünfzig ursprünglich untersuchten Standorten in der engeren Wahl, d.h. es bestehen LOI (letter of intent) oder diese werden gerade erarbeitet. Unter diesen Standorten ist nach Kenntnis der Gutachter kein Standort in Nordhessen.

Bei den Investitionskosten wird von etwa 500 bis 700 Mio. € für eine industrielle Anlage ausgegangen, die 150 direkte und etwa 700 indirekte Arbeitsplätze (Landwirtschaft und Logistik) erzeugen würden. Das entspricht Investitionskosten 3,3 Mio €/ direktem Arbeitsplatz bzw. 0,6 Mio. € pro Arbeitsplatz.

- 4.2 **Dezentrale Konzepte** über eine vorgeschaltete Schnellpyrolyse, wie sie von FZK und Lurgi entwickelt werden, zeichnen sich durch deutlich geringere Standortansprüche (Industriegebiet mit Bahnanschluss) für die dezentralen Schnellpyrolyseanlagen aus. Auch der Investitionsbedarf (ca. 20 -30 Mio. €) für die Schnellpyrolyseanlage (200.000 t Stroh / Jahr; 140.000 t Slurry) liegt deutlich günstiger. Eine solche Anlage würde 20 direkte und etwa 150 indirekte Arbeitsplätze in der Landwirtschaft und Logistik bereit stellen.

Die Bereitstellung und Anlieferung des Strohs stellt eine erhebliche, aber beherrschbare Herausforderung dar. Es wird dabei von Transportentfernungen von bis zu 60 km ausgegangen. Nach Berechnungen des Bodenverbandes Werra-Meißner könnten die in Nordhessen verfügbaren Strohmenngen zu einem Endpreis von rund 57,- €/ Mg frei Anlage bereitgestellt werden.

Schwierig dürfte die Vermarktung des Slurries sein, solange keine Raffineriestandorte für die Aufnahme des Materials bereit stehen. Allerdings könnte der

¹¹ CHOREN CEO Tom Blades am Rande eines Vortrags „CHOREN - der Weg zur industriellen Produktion“ zum 2. BtL Congress (Berlin, Oktober 2006)

Slurry auch in Biomasseheizkraftwerken eingesetzt werden. Die Kosten für den Brennstoff liegen mit etwa 30€/MWh deutlich über denen von Altholz oder Braunkohle. Andererseits sind die Investitionskosten in geeignete „Slurrykraftwerke“ geringer.

- 5 Im Rahmen der Studie wurden die Anforderungen der einzelnen Verfahren zur Biokraftstoffproduktion an geeignete **Standorte** definiert und beschrieben, sowie zwei Standorte exemplarisch untersucht.

Die Standorte in Bad Arolsen und Hessisch Lichtenau weisen eine Reihe günstiger Randbedingungen für die industrielle Produktion von Biokraftstoffen auf. Sie befinden sich allerdings in einem bundesweiten Wettbewerb um die Ansiedlung dieser Industrien. Dabei könnten sich die nicht vollständige Bahnerschließung und das Fehlen eines Wasserstraßenanschlusses bei beiden Standorten als Nachteile herausstellen.

6 Empfehlungen

- 6.1 Die derzeitigen hohen Rohstoffpreise für Raps und die einsetzende Kraftstoffsteuer stellen **Biodieselanlagen** und **Pflanzenölmühlen** vor große Herausforderungen. Ein Zubau in Nordhessen ist -abgesehen von kleineren, dezentralen Ölmühlen- derzeit nicht zu erwarten.
- 6.2 Die Entwicklung industrieller **Bioethanolstandorte** in Nordhessen könnte ggf. über den Bereich Zuckerrüben entwickelt werden. Die Ansiedlung von Bioethanolanlagen erfordert erhebliche Investitionen, wohingegen Synergien und bedeutende Absatzmärkte an den untersuchten Standorten nicht festzustellen waren. Es bestehen kaum landwirtschaftliche Brennereien, die zur Bioethanolproduktion ausgebaut werden könnten. Ob Optionen für Investitionen in kleinere Bioethanolanlagen (< 10.000 m³/a) technisch und wirtschaftlich interessant sind, dürfte sich anhand eines Pilotprojektes in Thüringen bald klären.
- 6.3 Förderung einer Betreibergemeinschaft (möglichst Verbund aus Landwirtschaft, Kommunal und Energieversorger) und eines Standortes für **Biogasaufbereitung** zur Einspeisung in das Erdgasnetz und als Kraftstoff. Die Nachfrage nach Biogaskraftstoff muss durch kommunale Flotten (ÖPNV) angekurbelt werden. Dabei ist die Wirtschaftlichkeit insbesondere bei der Biogaserzeugung aus kommunalen und gewerblichen Reststoffen gegeben.
- 6.4 Zur Förderung der technischen Entwicklung könnte die Einrichtung eines Demonstrationsstandortes für eine **Schnellpyrolyseanlage** in Nordhessen zur Erzeugung von Slurry und der Aufbau einer Abnahmekette zunächst zur Kraft-Wärme-Kopplung aus Slurry in die Überlegungen einbezogen werden. Dazu ist eine technische und wirtschaftliche Machbarkeitsuntersuchung notwendig.
- 6.5 Im Hinblick auf die bereits weit fortgeschrittenen Standortbewertungen der Fa. COHREN und der weniger vorteilhaften Landwirtschafts- und Infrastruktur in Nordhessen dürfte die Realisierung einer Σ-BTL Anlage hier nur bei sehr preiswertem Angebot der Rohstoffe oder entsprechender öffentlicher Fördermaßnahmen möglich werden.

8 WORKSHOP 08. FEBRUAR 2007 – ERGÄNZUNGEN / ANREGUNGEN

Die Ergebnisse der Biokraftstoffstudie wurden im Rahmen eines Workshops vorgestellt und mit Experten aus Politik und Wirtschaft diskutiert. Darauf aufbauend wurden weitere Entwicklungsmöglichkeiten für die Region besprochen.

Ein Schwerpunkt der Bemühungen liegt in der Schaffung von Arbeitsplätzen und damit einhergehend einer Steigerung der Wertschöpfung im ländlichen Raum. Bevorzugte Standorte für die Umsetzung von Biotreibstoffprojekten sollten nach Wunsch vieler Teilnehmer die Konversionsstandorte sein. Hier sind teilweise jedoch noch Eigentumsfragen und finanzielle Regelungen mit der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben zu klären.

Im Laufe der Diskussion wurden konkrete Projektideen als viel versprechende Weiterentwicklung auf Grundlage der Biotreibstoffstudie entwickelt.

1. Von den Bürgermeistern wird gewünscht, die Konversionsstandorte hinsichtlich verschiedener Nutzungsmöglichkeiten zur Bioenergie- bzw. Biotreibstoffproduktion zu prüfen. An einem geeigneten Standort könnte ein entsprechendes Projekt weiterentwickelt werden.
2. Am Konversionsstandort Hessisch-Lichtenau befindet sich eine Gaspipeline, die eine Einspeisung von aufbereitetem Biogas ermöglicht. Hier könnte die Wirtschaftlichkeit einer Produktion von Biogas auf der Rohstoffbasis von Reststoffen (Bioabfall, Brauerückstände etc.) geprüft werden. Parallel besteht die Möglichkeit, aufbereitetes Biogas als Treibstoff zu nutzen. Von Vorteil wäre in diesem Projekt die Einrichtung einer regionalen Fahrzeugflotte (Stadtbusse, Entsorgungsfahrzeuge), die eine Mindestabnahme des Treibstoffes gewährleisten.
3. In Zusammenarbeit mit der Firma Lurgi bietet sich der Aufbau einer Schnellpyrolyseanlage als Pilotprojekt an. Ein Vorteil für den ländlichen Raum ergibt sich daraus, dass ca. 70 % der Arbeitskräfte, die in der Produktionskette von der Biomasse zum BtL-Treibstoff benötigt werden, in diesem Bereich liegen. Da derzeit noch keine BtL-Anlage zur Verwertung des Slurry besteht, könnten verschiedene andere Wege genutzt werden.
 - a) Da das Produkt einen Heizwert in einer ähnlichen Größenordnung wie Rohöl besitzt, ist eine Verwertung in einem Heizwerk möglich.
 - b) Die Firma Infraserve könnte das Produkt im Industriepark Hoechst aufarbeiten und als Flugbenzin zur Verfügung stellen
 - c) Das Slurry könnte zu Methanol umgewandelt und als Rohstoff in der chemischen Industrie eingesetzt werden. Als alternativer Rohstoff für die chemische Industrie ist auch die Gewinnung von Wasserstoff möglich.

Eine Fortsetzung der Gespräche ist für den Herbst 2007 in Form eines weiteren Workshops geplant. Hier sollen erste Ergebnisse bezüglich der im aktuellen Workshop entwickelten Projektideen vorgestellt werden.

9 LITERATURVERZEICHNIS

- /1/ AG Bio-Rohstoffe Witzenhausen (IGW und Witzenhausen-Institut). 2005. Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Kommunen – ein Leitfadens. Witzenhausen www.nawaro-kommunal.de
- /2/ B. Meyer: Erzeugung synthetischer Kraftstoffe aus Biomassen, Piloterprobung eines schlüssigen und zukunftsfähigen BTL-Konzepts zur Vorbereitung der kommerziellen Anwendung, Vortrag auf der DLG Wintertagung „Landwirtschaft als Energieproduzent, Chancen und Risiken“, Münster 2005
- /3/ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: Humusbilanz-Methode für Beratung in Bayern, München 2006
- /4/ Behrendt, Frank, Prof. Dr.; Neubauer, York; Schulz-Tönnies, Karen Dr.; Wilmes, Birgit; Zobel, Nico: Direktverflüssigung von Biomasse - Reaktionsmechanismen und Produktverteilungen 114-50-10-0337/05-B; Technische Universität Berlin, Berlin 2006
- /5/ Bensmann, M. 2005. Treibstoff für Europa. neue energie (11), 36–49
- /6/ Blades, Tom: Standortbedingungen für BtL-Anlagen, Vortrag Tagung „Biokraftstoffe der Zukunft 2006“, Veranstalter: Bundesverband BioEnergie e.V. und Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. Berlin 2006
- /7/ Blades, Tom; SunDiesel von Choren – der Weg zur industriellen Produktion; Vortrag; 2nd international BtL-Kongress, Berlin 2006
- /8/ BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2006): Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Berlin.
- /9/ Bockey, D. 2006. Biodiesel und pflanzliche Öle - aus der Nische in den Kraftstoffmarkt. Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis (1) 10-15
- /10/ Bohles, E. (2006) Vom Abfall zum Kraftstoff. Forschung Frankfurt (1) 57-60
- /11/ Bundesgesetzblatt (2006): Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung der Energiesteuer-Durchführungsverordnung. BGBl.I, Seite 3396-3399
- /12/ Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), Worldwatch Institute, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe und GTZ. 2006. Biofuels for Transportation - Global potential and implications for sustainable agriculture and energy in the 21st century. Washington D.C.

- /13/ CHOREN 2006; Der Carbo-V-Prozess zur Herstellung von Sündiesel;
http://www.choren.com/de/biomass_to_energy/carbo-v-technologie/
- /14/ CHOREN; 2006 Kriterien für die Projektentwicklung;
http://www.choren.com/de/energy_for_all/sundiesel/standortentwicklung/
- /15/ Deutsche Bundesstiftung Umwelt; Informationsflyer, 2005
<http://www.dbu.de/phpTemplates/publikationen/pdf/2011060217111afd.pdf>
- /16/ Deutsche Energie Agentur (2006): Biomass to Liquid - BtL Realisierungsstudie -
 Zusammenfassung. Berlin.
- /17/ Dinjus, E. Prof. Dr.: Stand des BIOLiQ-Verfahrens, Vortrag; 2nd international BtL-
 Kongress, Berlin 2006
- /18/ Doedens, H, Prof. Dr., Grieße, A. Dr., Muth, J. (2006): Dezentrale Biomassebereit-
 stellung aus Bio- und Grünabfällen in Niedersachsen für die SunFuel-Produktion, Müll
 und Abfall 8, S. 404-412
- /19/ EurObserv'ER (2006): Biokraftstoff 2006. Pressemitteilung Juni 2006. Observatoire
 des énergies renouvelables. Paris.
- /20/ Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Verkehr (2004): Richtlinie
 2003/30/EG: „Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuer-
 baren Kraftstoffen im Verkehrssektor“ („Biokraftstoffrichtlinie“). Brüssel.
- /21/ Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie Güssing; 2006; Synthetische Treib-
 stoffe (RENEW); <http://www.eee-info.net/>
- /22/ European Environmental Agency (2006) How much bioenergy can Europe produce
 without harming the environment?
- /23/ F.O. Licht (2004): F. O. Licht's World Ethanol and Biofuels Report (10. Aug. 2004).
 London.
- /24/ F.O. Licht (2005) World Ethanol and Biofuels Report (4. Oktober 2005) London
- /25/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2006. Nachwachsende Rohstoffe:
 Anbauflächen in Deutschland. www.fnr-server.de/cms35/64.0.html
- /26/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2006; Pfad: /Nachwachsende Roh-
 stoffe/BtL-Informationsplattform/Aktuelles/Archiv/Archiv – Nachricht
- /27/ Falk, O., G. Sutor, S. Wiegeland. 2001. Altspisefette: Aufkommen und Verwer-
 tung. Studie, TU München, Lehrstuhl für Energie- und Umwelttechnik der Lebensmit-
 telindustrie. München

- /28/ Fenz, B., Stampfer, K. (2005): Optimierung des Holztransports durch Einsatz von faltbaren Containern (LogRac). Endbericht. Universität für Bodenkultur. Wien.
- /29/ FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2005): Biogas - eine Einführung. Gülzow.
- /30/ FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2006): Biokraftstoffe - eine vergleichende Analyse. Gülzow.
- /31/ FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2006): Biokraftstoffpotenzial in Deutschland - Biokraftstoff-Anteile im Jahr 2005 und 2020. Grafische Darstellung. Gülzow.
- /32/ FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2006. Nachwachsende Rohstoffe: Anbauflächen in Deutschland. www.fnr-server.de/cms35/64.0.html
- /33/ FNR Pressemitteilung 2006
www.fnr-server.de/cms35/aktuelle_nachricht.997+M5c99ea42d4a.0.html
- /34/ FNR; Pressemitteilung September 2006;
http://www.fnr-server.de/cms35/Aktuelle_Nachricht.997+M5c99ea42d4a.0.html
- /35/ FVV – Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (2004): CO₂-Studie – CO₂-neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe: Eine Bestandsaufnahme. Abschlussbericht. Heft 789. Frankfurt/M.
- /36/ Graß, R. 2003: Direkt- und Spätsaat von Silomais – ein neues Anbausystem zur Reduzierung von Umweltgefährdungen und Anbauproblemen bei Optimierung der Erträge, Dissertation Universität Kassel; Culliver-Verlag, Göttingen
- /37/ HARTMANN, H. (1995): Analyse und Bewertung der Systeme zur Hochdruckverdichtung von Halmgut, Gelbes Heft 60, Hrsg.: Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, München
- /38/ Heinrich, Hartmut, Dr.; Potenzial von BtL-Kraftstoffen im Verbrennungsmotor; Vortrag; 2nd international BtL-Kongress, Berlin 2006
- /39/ Henke, J. M. (2005): Biokraftstoffe - Eine weltwirtschaftliche Perspektive. Institut für Weltwirtschaft - Kieler Arbeitspapier Nr. 1236. Kiel.
- /40/ Henrich, E., Prof. Dr. Forschungszentrum Karlsruhe, persönliche Mitteilung, Juli 2006
- /41/ Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz. 2005. Grunddaten und Modelle zur Biomassennutzung und zum Biomassepotenzial in

- Hessen. Bericht der Projektgemeinschaft Bio-Rohstoffe an das HMULV. Witzenhausen www.biomasse-hessen.de
- /42/ Hessisches Statistisches Landesamt (2006): Statistisches Jahrbuch Hessen. Wiesbaden
- /43/ http://www.fnrserver.de/cms35/index.php?id=955&tabelle=fnr_projekte&alles=1&status=Inhalt&zeitraum=Aktuell&fkz=22014105
- /44/ IEA - International Energy Agency (2004): Biofuels for Transport - An International Perspective. Paris.
- /45/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH. 2006. Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse – 2. Zwischenbericht. Leipzig
- /46/ Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH (IFEU) 2006: Ökobilanzen zu BtL – Eine ökologische Einschätzung, Heidelberg
- /47/ Jensen, D. Strom produzieren statt deponieren. 2006. neue energie (3), 58–60
- /48/ Jönssen, O., Persson, M. (2003): Biogas as transportation fuel. In: Specht, M., Zuberbühler, U., Zimmer, U. [Hrsg.]: Regenerative Kraftstoffe – Entwicklungstrends, Forschungs- und Entwicklungsansätze, Perspektiven. Fachtagung, Forschungsverbund Sonnenenergie. S. 99-111.
- /49/ Kaltschmitt, M., Merten, D., Fröhlich, N., Nill, M. (2003): Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“. Leipzig.
- /50/ Kern, M. und T. Raussen. 2005. Chancen und Perspektiven zur Nutzung von biogenen Abfallströmen nach EEG. In: Wiemer, K. und M. Kern (Hrsg.): Bio- und Restabfallbehandlung IX. Biologisch – mechanisch – thermisch. Witzenhausen-Institut – Neues aus Forschung und Praxis. 605–620, Witzenhausen
- /51/ Klug, F. (2004): Beschaffungslogistik. Vorlesungsskript. Fachhochschule München.
- /52/ Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2006): Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe - Mitteilung der Kommission (8. Febr. 2006). Brüssel.
- /53/ KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (2005): Dezentrale Ölsaatenverarbeitung. KTBL Schrift 427. Münster
- /54/ Leible, L., A. Arlt, S. Kälber, E. Nieke, D. Wintzer und B. Fürniss. 2003. Energie aus biogenen Reststoffen und Abfällen – Stand und Perspektiven in Deutschland. In: Wiemer, K. und M. Kern (Hrsg.): Bio- und Restabfallbehandlung VII. Biologisch – me-

chanisch – thermisch. Witzenhausen-Institut – Neues aus Forschung und Praxis.
390–413, Witzenhausen

- /55/ Leible, L., Dr. Kälber, S., Kappler, G.: (2005) Entwicklung von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen; Abschlussbericht. Institut für Technikfolgeabschätzung und Systemanalyse (ITAS); Forschungszentrum Karlsruhe; Karlsruhe 2005
- /56/ Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Lange, S., Nieke, E., Proplesch, P., Wintzer, D., Fürniß, B. (2006): Kraftstoff, Wärme oder Strom aus Stroh und Waldrestholz - ein systemanalytischer Vergleich. Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis (1) S. 61-72.
- /57/ Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Lange, S., Nieke, E., Proplesch, P., Wintzer, D., Fürniß, B. (2006): Kraftstoffproduktion aus Stroh und Waldrestholz – dezentral oder zentral? ITAS – Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse. Forschungszentrum Karlsruhe.
- /58/ Leible, Ludwig, Stefan Kälber, Gunnar Kappler, Stephan Lange, Eberhard Nieke, Peter Proplesch, Detlev Wintzer und Beate Fürniß, ITAS, Technikfolgeabschätzung; Theorie und Praxis, Nr. 1, 15. Jahrgang - April 2006, S. 61-72 [http www.itas.fzk.de/tatup/061/leua06b.htm](http://www.itas.fzk.de/tatup/061/leua06b.htm)
- /59/ Lindstedt, J. (2003): Alcohol production from lignocellulosic feedstock: In: Specht, M., Zuberbühler, U., Zimmer, U. [Hrsg.]: Regenerative Kraftstoffe – Entwicklungstrends, Forschungs- und Entwicklungsansätze, Perspektiven. Fachtagung, Forschungsverbund Sonnenenergie. S. 228-237.
- /60/ Meyer, Bernd; Prof. Dr.: HTW-Vergasungstechnologie für BtL-Kraftstoffe; Vortrag; 2nd international BtL-Kongress, Berlin 2006
- /61/ Mineralölwirtschaftsverband (2005). Mineralölzahlen 2004. www.mwv.de
- /62/ Müller-Langer, Franziska, Mobilisation and logistics of solid biofuels; Vortrag; 2nd international BtL-Kongress, Berlin 2006
- /63/ Neste Oil (2006): NexBTL-Renewable Synthetic Diesel. www.nesteoil.com
- /64/ Noweck, K.F., Prof. Dr.; Firma Lurgi; Persönliche Mitteilung, Frankfurt 2006
- /65/ Piacentini, A. (2004): Nette Fette - Das Lipocal-Verfahren macht aus verunreinigten Altfetten qualitätsgesicherte, motorenverträgliche Kraftstoffe für Blockheizkraftwerke. In: UmweltMagazin, Ausg. 09, S. 46 f.

- /66/ Raussen, T. und M. Kern. (2006): Stand und Verfahren der Bioenergieerzeugung in Deutschland - Chancen für die Abfallwirtschaft. In: Wiemer, K. und M. Kern (Hrsg.): Bio- und Sekundärrohstoffverwertung. stofflich - energetisch. Witzenhausen-Institut – Neues aus Forschung und Praxis. 383-405, Witzenhausen
- /67/ renet Austria; 2006; Biomassefernheizwerk Güssing;
<http://www.renet.at/deutsch/standorte/guessing.php#a>
- /68/ Schäfer, R. (2004). Mit Holz heizen und mit Öl fahren – nicht umgekehrt. In: LWF aktuell (48) 17–20
- /69/ Scheffer, K. (2000): Energie aus der Vielfalt der Pflanzenarten - Ein neuer Ansatz zur ökonomischen und ökologischen Optimierung der Biomassenutzung. Tagung der Union der Deutschen Akademie der Wissenschaften in Stuttgart 'Energie und Umwelt - wo liegen optimale Lösungen?', S. 117-127
- /70/ Scheffer, K., (2004): Neue Anbau- und Verwertungsstrategien für die Biokraftstoffproduktion: Eine ökonomische und ökologische Analyse. BBE-/UFOP-Fachkongress Biokraftstoffe der Zukunft, Berlin.
- /71/ Scheffer, Konrad, Prof. Dr.(2006) Das Bioenergieprojekt Wolfhagen; Vortrag; Fachforum Dezentrale Energietechnik und regionale Wertschöpfung in Nordhessen; deE-Net
- /72/ Schmitz, N. (2005): Innovationen bei der Bioethanolerzeugung und ihre Auswirkungen auf Energie- und Treibhausbilanzen - Neue Verfahren, Optimierungspotenziale, internationale Erfahrungen und Marktentwicklungen. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Bd. 26. Landwirtschaftsverlag GmbH. Münster.
- /73/ Schmitz, N. (Hrsg.) 2005. Innovationen bei der Bioethanolerzeugung. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe (26), Landwirtschaftsverlag GmbH. Münster
- /74/ Senn, T und Lucà, F. (2002): Studie zur Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahres-Produktionskapazität von 2, 5 und 9 Mio. Litern - eine Energie- und Kostenbilanzierung. Bundesverband landwirtschaftliche Rohstoffe verarbeitende Brennereien e.V. Universität Hohenheim
- /75/ Staatliche Landwirtschaftliche Untersuchungs- und Forschungsanstalt Augustenberg (Baden-Württemberg): Humusbilanzierung; in: Merkblätter für die umweltgerechte Landwirtschaft Nr. 26 (Juli 2005)
- /76/ Staiß, F. 2006. Die Erneuerbaren Energien in Zahlen 2005 und Ausblick. Vortrag anlässlich der Jahreskonferenz Erneuerbare Energien 2006, 16.02.2006. Berlin

- /77/ Stark, G. (2006): Bioethanol aus Zuckerrüben – Überlegungen aus der Sicht des Marktes. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft - Institut für Ernährungswirtschaft und Markt. München.
- /78/ Technologie und Förderzentrum (TFZ) (2006): Preisentwicklung verschiedener Kraftstoffe. <http://www.tfz.bayern.de/aktuelles/22608/>
- /79/ Tentscher, W. (2006): Anforderungen und Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in Erdgasnetze. In: Wiemer, K. und M. Kern (Hrsg.): Bio- und Sekundärrohstoffverwertung. stofflich - energetisch. Witzenhausen-Institut – Neues aus Forschung und Praxis. 331-347, Witzenhausen
- /80/ Tippelt, C. (2006): Geschäft mit Biotreibstoffen nimmt in Schweden zu - Verkauf von Umweltautos zieht an / Ausbau der Produktionsanlagen für Ethanol und Biodiesel. Bundesagentur für Außenwirtschaft.
- /81/ Traufetter, G. 2006. Wälder im Tank. Der Spiegel (12) 148-150
- /82/ UFOP - Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen (2006): Bericht 2005/2006. Berlin.
- /83/ UFOP - Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen (2006): Die aktuelle Biokraftstoff-Gesetzgebung. Spezialinfo EuroTier 2006. Berlin
- /84/ UFOP - Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen (2006): Rohstoffpotenziale für die Produktion von Biodiesel - eine Bestandsaufnahme. Berlin
- /85/ UFOP - Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen (2006): UFOP-Marktinformation „Ölsaaten und Biokraftstoffe“. monatliche Informationen. Berlin.
- /86/ Umweltbundesamt (Österreich). 2005. Biogas im Verkehrssektor – Technische Möglichkeiten, Potenzial und Klimarelevanz. Bericht. Wien
- /87/ Vodegel, S., Dr. Ing.: Biomassen für zukünftige BtL-Prozesse: Anforderungen und Charakterisierung, 2nd international BtL-Kongress, Berlin 2006
- /88/ Vogel, A.; F. Müller und M. Kaltschmitt. 2006. Der Umwelt zuliebe: Biomasse im Tank? Techniken und Potenziale. Tagungsvortrag Energie und Umwelt zwischen Politik und Alltag, Leipzig, 07.02.2006
- /89/ Volkswagen AG. 2005. Biomasse für SunFuel – Stand 2005. ETI, Potsdam
- /90/ VW; Wissen - SunFuel - Das MtSynfuels-Verfahren; 2006
(3)http://www.volkswagen-umwelt.de/wissen_22925.asp

- /91/ VW; Wissen - SunFuel – Die Wege zum synthetischen Kraftstoff
http://www.volkswagen-umwelt.de/buster/buster.asp?i=wissen_22758.asp
- /92/ Weitz, Michael, CHOREN, pers. Mitteilung Juni 2006
- /93/ Weltmarktpreis für Rohöl; <http://www.tecson.de/prohoel.htm>
- /94/ Wenderoth, U. (2004): Regionale Wertschöpfung mit Biodiesel - praktische Erfahrungen und Lehren für die Entwicklung weiterer Kraftstoff- und Biomassekonzepte. In: ALB-Hessen BioEnTa-Bioenergie Tagung 2004, Witzenhausen, 63-66. Tagungsband
- /95/ Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (Hrsg.). 2003. Energiegewinnung aus Biomasse. Berlin.
www.wbgu.de/wbgu_jg2003_ex04.pdf
- /96/ Wolf, Bodo; 2001: Kohlenstoff – naturgegebener Baustein für regenerative Kraftstoffe“; Freiberg
http://www.choren.com/dl.php?file=Kohlenstoff_DCAG.pdf
- /97/ Worldwatch Institute (2006): Biofuels for transportation. Washington.
<http://www.worldwatch.org/system/files/EBF038.pdf>
- /98/ Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse - Endbericht: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen, Wuppertal.
- /99/ WVZ – Wirtschaftliche Vereinigung Zucker (2006): Zuckererzeugung 2006 erheblich unter dem Vorjahr – Ernte- und Erzeugungsschätzung 2006/07 der WVZ. Pressemitteilung. Bonn.
- /100/ WVZ – Wirtschaftliche Vereinigung Zucker (o. A.): Umweltgerecht mobil - Biokraftstoffe aus Zuckerrüben und Getreide. Bonn.
- /101/ Zeddies, J. (2006): Rohstoffverfügbarkeit für die Produktion von Biokraftstoffen in Deutschland und in der EU-25. Universität Hohenheim.

