

LEIBNIZ INSTITUT FÜR AGRARTECHNIK BORNIM e. V.
ATB

Wissenschaftlicher Direktor: Prof. Dr.-Ing. J. Zaske

Abteilung Technikbewertung und Stoffkreisläufe
Leiterin: PD Dr. rer. agr. habil. Annette Prochnow

Forschungsberichte des ATB

**Studie zur Errichtung einer Pilotanlage zur Trockenvergärung
oder Thermolyse landwirtschaftlicher, forstwirtschaftlicher und
gewerblicher Biomasse zur Energiegewinnung als
Beispielsobjekt für die Landkreise Barnim und Uckermark**

- Kurzfassung -

2003/2

Projektverantwortlicher: Dr. sc. agr. Philipp Grundmann

Bearbeiter:

Dr. rer. hort. Monika Heiermann

Prof. Dr. rer. nat. habil. Hans Jürgen Hellebrand

Dipl.-Ing. Helen Jacobs

Dipl.-Ing. Christoph Luckhaus

Potsdam-Bornim, Dezember 2003

ISSN

1430-9742

Danksagung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Projekt wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft im Rahmen ‚Regionen aktiv‘ Barnim-Uckermark gefördert und im Auftrag des *Fördervereins für landwirtschaftlichen Anbau und industriellem Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Brandenburg e.V. (FnR e.V.)* durchgeführt. Herrn Dr. Jähne wird sowohl für die Bereitstellung grundlegender betrieblicher Daten für die Modellregion und für die Übermittlung der Ergebnisse aus dem Miscanthus-Anbauversuch gedankt.

Die Autoren bedanken sich bei Prof. Dr. Hans-Peter Piorr für die Zur-Verfügung-Stellung von Daten der Region Barnim-Uckermark; Dipl.-Ing. Axel Drenckhan, PD Dr. Bernd Linke, Dr. Ralf Schlauderer und Dr. Volkhard Scholz für wichtige Unterstützung und Hinweise in der fachlichen Arbeit. Großer Dank gebührt Dipl.-Ing. Ines Ficht und Renate Lehmann für die technische Unterstützung zur Erstellung dieses Berichts. Für die anregenden Diskussionen und die kritische Durchsicht möchten die Autoren Dr. Matthias Plöchl einen herzlichen Dank aussprechen.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
	1
	2
1	3
1.1	3
1.1.1	3
1.1.2	4
1.1.3	4
	5
	5
	5
2	6
2.1	6
	6
	7
2.2	7
	7
	8
	9
	11
	11
	11
2.3	14
	14
	15
	15
	15
	16
	16
	18
3	19
	19
	19
	19
	20
	20
	21
4	22

1 Kurzfassung

In dieser Studie wird anhand ausgewählter Beispiele die technische und wirtschaftliche Biomassenutzung unter den spezifischen Bedingungen der Modellregion Uckermark-Barnim betrachtet. Zu Gunsten von aussagekräftigen quantitativen Aussagen fokussiert die Untersuchung eine Auswahl von Ausgangsrohstoffen, Verfahrenslinien und Umwandlungstechnologien, die unter den aktuellen Bedingungen potenzielle Nutzungsoptionen darstellen. Die Untersuchung bedient sich hierbei eines im Rahmen dieser Studie entwickelten Optimierungsmodells, welches für definierte Anlagentypen und –größen den bereitzustellenden Biomasse-Mix unter Berücksichtigung festgelegter Restriktionen die kostengünstigste Biomassebereitstellung ermittelt. Dabei wurden die in das Optimierungsmodell einfließenden naturräumlichen und infrastrukturellen Nutzungsrestriktionen mit Hilfe eines geografischen Informationssystems (GIS) ermittelt. Anhand ausgewählter Szenarien werden die betrachteten Verfahren bewertet.

1.1 Vorgaben

Für die Modellierung sind Vorgaben zu den Komponenten der einzelnen Bereitstellungs- und Verwertungsketten festgelegt und anhand technischer und wirtschaftlicher Parameter zahlenmäßig erfasst worden.

1.1.1 Bereitstellung

Ausgangspunkt der Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung ist die derzeitige Anbaustruktur und Flächenverteilung mit seinen regionalspezifischen Erträgen, wie sie für Brandenburg auf der Basis von IS LARA (Informationssystem des ländlichen Raumes im Land Brandenburg), aufgeschlüsselt bis auf Gemeindeebene, dokumentiert ist. Für die derzeit üblichen und kurzfristig verfügbaren Fruchtarten und Anbauprodukte wurden in Anlehnung an die Angaben der Datensammlung Brandenburg die gängigen Verfahrenslinien definiert. Die dafür charakteristischen technischen und wirtschaftlichen Parameter für Anbau, Ernte und Aufbereitung wurden bis hin zur Bereitstellung als primäre Bioenergieträger festgelegt. Die in der Modellregion für Energiepflanzen zur Verfügung stehenden Flächen werden mit drei Szenarien beschrieben. Diese beschränken die zu Verfügung stehenden Anbauflächenanteile für eine energetische Nutzung auf 10%, 20% und 30% der landwirtschaftlichen Nutzfläche.

Für derzeit nicht übliche Kulturen, wie z. B. Miscanthus, untypische oder sehr spezielle Anbau- und Ernteverfahren sowie schwer in den betrieblichen Ablauf einzubindende Bereitstellungsprozesse liegen keine zufriedenstellenden Ergebnisse vor. Sie sind somit für die Modellierung ungeeignet und wurden lediglich qualitativ betrachtet.

1.1.2 Umwandlungsverfahren

Auf der Basis von Biomasse dienen die verschiedenen Umwandlungsverfahren der Bereitstellung von Strom, Wärme, Gas und Kraftstoff. Im Rahmen der Studie sollten insbesondere die biogenen Endenergieträger Pflanzenöl, Biodiesel, Ethanol, Pyrolyseöl, Generatorgas und Biogas untersucht werden. Da für die quantitative Untersuchung lediglich die kurzfristig verfügbaren Kulturen betrachtet wurden, beschränkt sich die quantitative Untersuchung auf Bio- und Generatorgas. Nur in diesen Bereichen sind die verifizierten Biomassepotenziale kurzfristig nutzbar.

In der Modellregion sind die derzeitigen Produktionskapazitäten für Pflanzenöl und Biodiesel bezogen auf den aktuellen jährlichen Verbrauch nicht ausgelastet. Das maximale Anbaupotenzial in der Modellregion für Raps ist bereits zu ca. 80% ausgeschöpft. Allerdings ist eine weitergehende Ausdehnung für Raps aus phytosanitären Gründen nicht möglich, weil die resultierende Fruchtfolgerestriktion - Anbau alle vier Jahre – dies limitiert. Daher erfolgt keine quantitative Betrachtung innerhalb des Optimierungsmodells.

Für eine umfassende Ethanolproduktion ist aufgrund der unterschiedlichen Ausgangsstoffe und Verfahren eine Differenzierung vorzunehmen. Die neuen enzymatischen Verfahren zur Nutzung von Lignocellulose befinden sich noch im Forschungsstadium. Bei der Verwertung von Zucker- und Stärkepflanzen mit herkömmlichen technischen Verfahren, besteht eine konkurrierende Nutzung zur stofflichen Verwertung. Die Berücksichtigung von umfassenden Veränderungen der landwirtschaftlichen Nutzung zur Energiebereitstellung und ihre Auswirkungen für die Modellregion ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht zu leisten. Somit wird die Ethanolproduktion ebenfalls aus der quantitativen Betrachtung ausgeklammert.

Eine Betrachtung der Pyrolyse wäre bezogen auf die kurzfristig verfügbare Biomassebasis durchaus wert. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt in der dezentralen Vorverarbeitung der Biomasse und der dadurch möglichen Erhöhung der Energiedichte für den Transport. Allerdings kommt für dezentrale Verwertung das mit Problemstoffen belastete Pyrolyseöl nur bedingt in Frage. Bei der zentralen Verwertung entstehen durch die räumliche Trennung der Umwandlung zusätzliche Wärmeverluste. Daher ist trotz höherer Transportkosten für die Biomassebereitstellung die zentrale Vergasung ohne den Zwischenschritt der Pyrolyse zu bevorzugen.

Damit konzentriert sich die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf die beiden Konversionsverfahren Vergasung und anaerobe Fermentation.

1.1.3 Anlagen und Standorte

Für die regionalspezifische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind konkrete Anlagentypen und -größen sowie jeweils ein definierter Anlagenstandort notwendig. Aus den verschiedenen Kombinationen von Standorten und Anlagentypen und -größen ergeben sich die insgesamt betrachteten Szenarien.

Anlagen

Für die Biogasanlagen wird zum einen zwischen der Nass- und der Trockenvergärung, und zum anderen zwischen einer einzelbetrieblichen Anlage mit 500 kW_{el} und einer gemeinschaftlich betriebenen Anlage mit 2,5 MW_{el} unterschieden. Darüber hinaus wird hinsichtlich der verschiedenen Endprodukte zwischen der Stromerzeugung und der Gaseinspeisung ins Netz unterschieden. Damit sind für jeden Standort prinzipiell acht verschiedene Anlagen zu unterscheiden.

Die Vergasung wird anhand vier verschiedener Varianten untersucht. Es wird zwischen dezentralen 50 MW-Anlagen zur Strom, einer mittelgroßen zentralen 150 MW-Anlage ausschließlich zur Stromproduktion und einer zentralen 300 MW-Großanlage mit den beiden jeweiligen Endproduktstrichtungen der Stromproduktion und Kraftstoffherstellung unterschieden.

Standorte

Für alle Biogasanlagen und die dezentralen Vergasungsanlagen (50 MW) wurden in der Modellregion drei verschiedene Standorte ausgewählt. Ausgehend von der Charakteristik der heterogenen Bodenqualitäten und der unterschiedlichen landwirtschaftlichen Nutzung wurde auf der Basis der festgelegten Einteilung der Flächen in Landbaugebiete im Norden ein sehr guter und im Süden ein eher schlechter Standort gewählt. Hinzu kommt der Standort Mitte, der durch mittlere und sehr heterogene Bodenqualitäten geprägt ist. Als maximale Transportradien wurden 10 km festgelegt. Für die Optimierung wurden diese in fünf konzentrische Transportringe von 2 km Breite unterteilt.

Die großindustriellen Anlagen zur Biomassevergasung decken ihr potenzielles Einzugsgebiet mit einem maximalen Transportradius von 50 km ab. Damit liegen etwa 40% der potenziell verfügbaren Flächen zur Bereitstellung von Biomasse außerhalb der Modellregion entweder im angrenzenden Polen oder in Mecklenburg-Vorpommern. Verteilung, Flächengröße und fruchtartenspezifischer Ertrag dieser Flächen liegen nicht bis auf Gemeindeebene aufgeschlüsselt vor. Zur Minimierung des Erhebungsaufwands wurde der beispielhafte Standort anhand von Kartenmaterial der angrenzenden Regionen so ausgewählt, dass die Flächenverteilung der landwirtschaftlichen Flächen innerhalb der Modellregion die gleiche ist wie innerhalb des maximalen Transportradius von 50 km. Der tatsächliche Standort für eine konkrete Anlage ist unter Berücksichtigung weiterer Kriterien wie beispielsweise die Verkehrsanbindung für den Transport der Biomasse festzulegen.

Basisszenarien

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden bei Biogas acht Anlagenvarianten an drei verschiedenen Standorten betrachtet. Dementsprechend werden insgesamt 24 Biogas-Szenarien miteinander verglichen.

Bei der Biomassevergasung werden für die dezentralen Anlagen die gleichen Standorte wie bei den Biogasanlagen gewählt und definieren drei weitere Szenarien.

Die zentralen Vergasungsvarianten unterscheiden zum einen die Anlagengröße und zum anderen den Endenergieträger und legen die restlichen drei Szenarien fest.

Die regionalspezifische Nutzung der kurzfristig verfügbaren Biomasse in den Landkreisen Uckermark und Barnim mittels Biogas- und Vergasungsanlagen wird somit insgesamt anhand 30 ausgewählter Basisszenarien untersucht.

2 Ergebnisse

2.1 Biomassebereitstellung

Die Auswahl der zu betrachtenden Rohstoffe richtet sich in erster Linie nach den in der Region kurzfristig verfügbaren Biomassearten. Ausschlaggebend für die Wahl der Rohstoffe sind dabei zum einen die Anforderungen der unterschiedlichen Konversionsverfahren an die Biomasse und zum anderen das jeweils dazu erforderliche Bereitstellungsverfahren. Bei der energetischen Nutzung von Biomasse kann zwischen holzartigen und krautigen Ausgangsstoffen unterschieden werden. Diese fallen entweder als Rückstände oder als Koppelprodukte aus der land- und forstwirtschaftlichen Produktion, sowie aus dem Gewerbe an. Eine zusätzliche Möglichkeit stellt der Anbau von Pflanzen speziell für die energetische Nutzung, sogenannte Energiepflanzen dar. Hierunter fallen holzartige, mehrjährige Pflanzen, deren Sprossachsen in allen Teilen verholzt sind, während die krautigen, ein- bis zweijährigen Energiepflanzen keine stark verholzten Sprosse bilden.

Pflanzenbau

Die für den Standort relevanten Fruchtarten zur Energieproduktion sind verfahrensunabhängig unter Berücksichtigung der regionalen Klima- und Bodenverhältnisse auszuwählen. Entsprechend der verfolgten energetischen Verwertungslineie und den dafür in Frage kommenden Fruchtarten ist im nächsten Schritt die Sorte auszuwählen, welche die höchste Ausbeute bzw. den höchsten Energieinhalt des benötigten Rohstoffs erzielt. Gegebenenfalls sind für die energetische Verwertung anbautechnische Besonderheiten zu beachten. Unter Umständen sind beispielsweise Sorten mit kurzen Wachstumsphasen sinnvoll, um mit zwei Ernten pro Jahr höhere Jahreserträge und eine bessere Verteilung des Rohstoffangebots zu erreichen. Mitunter differiert der optimale Erntezeitpunkt für die Energienutzung vom üblichen Erntezeitpunkt aus der Nahrungsmittelproduktion. Energiepflanzen für die Biogasnutzung sollten beispielsweise zur Milch- oder Teigreife geerntet werden. Über gezielte Maßnahmen sind die Gehalte an Schwefel, Stickstoff, Chlor, Kalium und Schwermetallen vor allem in den bei Hochtemperaturprozessen eingesetzten Biomassen niedrig zu halten. In diesem Zusammenhang ist auch der Wassergehalt zum Erntezeitpunkt von Bedeutung und eine Entscheidung für veränderte Feldliegezeiten kann daher vorteilhaft sein.

Der Anbau von Energiepflanzen ist eine neue Ausrichtung des Ackerbaus und bietet erhebliche Entwicklungspotenziale hinsichtlich Flächenproduktivität, Energiebilanz und Wirtschaftlichkeit.

Verfahrensketten

Charakteristisch für Bioenergievorhaben ist der in der Regel saisonale und dezentrale Anfall der eingesetzten Biomasse. Diese Tatsache stellt die Leitung von Bioenergievorhaben vor die Herausforderung, eine ganzjährige Belieferung der Anlagen mit Rohstoffen in ausreichender Qualität und Quantität sicherzustellen. Dabei ist eine genaue Abstimmung der eingesetzten Produktions-, Ernte-, Bergungs-, Aufbereitungs-, Transport-, Trocknungs- und Lagerverfahren innerhalb der Bereitstellungskette aber auch im Hinblick auf das Nutzungsverfahren erfolgsentscheidend. Von den Ernte- und Bergeverfahren werden die Häckselgutkette, die Großballenkette, die Pelletkette und die Silagekette betrachtet.

2.2 Umwandlung

Pflanzenöl

Naturbelassenes Pflanzenöl wird, abgesehen von seiner stofflichen Nutzung als Biokraftstoff in Kraftfahrzeugen, im Zug- und Schiffsverkehr sowie zur Strom- und Wärmeerzeugung in stationären (Block-)Heizkraftwerken eingesetzt. Der in den letzten Jahren wachsende Pflanzenölmarkt resultiert aus den steigenden Rohölpreisen, der besonderen Umweltverträglichkeit von Pflanzenöl und den politischen Vorgaben zur Emissionsverringerung im Verkehrssektor.

Pflanzenöl, ein unverändertes Naturprodukt, besteht lediglich aus Kohlenstoff, Sauerstoff und Wasserstoff, ist ungiftig, frei von sonstigen Schadstoffen und biologisch leicht abbaubar. Es ist nicht toxisch, gilt als nicht wassergefährdend und ist im Gegensatz zu den mineralischen Kraftstoffen aufgrund seines hohen Flammpunktes bei 220 °C nicht feuergefährlich. Der spezifische Energieinhalt beträgt $33,7 \text{ MJ l}^{-1}$. Um Ablagerungen, Abnutzungen und Verstopfungen an Einspritzdüsen, Brennerraum und Filteranlagen zu unterbinden, ist ein bislang unverbindlicher Qualitätsstandard für Raps als Kraftstoff erarbeitet worden. Die Oxidationsvorgänge werden von außen durch Sauerstoff, Licht und Wärme und von innen durch zu hohe Konzentrationen an Schwermetallionen begünstigt und erhöhen die Viskosität und Korrosionswirkungen. Für den Qualitätserhalt sollte Pflanzenöl daher lichtgeschützt, luft- und wasserdicht gelagert werden.

Die typische Ölf Frucht für die Modellregion ist der Raps, darüber hinaus sind in geringerem Umfang noch Sonnenblumen und Lein bekannt. Der Agrarbericht 2002 weist für Raps 21.673 ha auf Stilllegungsflächen und 12.357 ha auf sonstigen Ackerflächen aus. Seine regionalen Erträge schwanken zwischen 28 dt ha^{-1} und 34 dt ha^{-1} . Für die Bereitstellung wird der Raps mit einem erntefrischen Wassergehalt von 15% in einem Umlufttrockner auf 9% getrocknet und mit Hilfe von Förderschnecken in die Silolager eingebracht. Im lagerfähigen Zustand enthält Raps etwa 43% Öl, 40% Rohprotein und Extraktstoffe, 7% Wasser und hat einen Rohfaseranteil von 5%. Die restlichen 5% bestehen aus Mineralien.

Mittels Pressung lassen sich abhängig vom Verfahren pro Tonne Rapssaat 340 - 410 Liter Pflanzenöl gewinnen. In der Modellregion ergibt sich abhängig von den Ertragsschwankungen somit ein durchschnittlicher Ölertrag von 900 - 1.600 Liter pro Hektar. Raps kann aufgrund

seiner spezifischen Fruchtfolgeanforderungen nur jedes dritte oder vierte Jahr angebaut werden und von daher beschränkt sich das Potenzial in ganz Deutschland auf 5 - 7% des derzeitigen Dieserverbrauchs.

Pflanzenöl wird im wesentlichen in drei Verfahrensschritten gewonnen. Im ersten Schritt erfolgt eine gründliche Reinigung von Fremdbesatz und Fremdkörpern. Damit wird eine hohe Ölqualität und die Lebensdauer der Presswerkzeuge sichergestellt. Eine angemessene Trocknung erhöhen Lagerfähigkeit aber auch Ölausbeute und -qualität. Die Anlagen zur nachfolgenden Pressung sind entweder industrielle Ölsaatenverarbeitungsanlagen mit hoher Verarbeitungskapazität oder dezentrale Ölpresen im Umfeld der Landwirtschaftsbetriebe.

Es werden im wesentlichen zentrale und dezentrale Anlagen unterschieden. Die zentralen industriellen Verfahren arbeiten mit der mechanischen Pressung nachgeschalteten Extraktions- und Raffinationsverfahren. Mit Hilfe von Lösungsmitteln, wie z.B. Hexan, wird das verbleibende Öl entzogen und anschließend extrahiert. Bei der dezentralen Verarbeitung in Kleinpressen werden 0,5 - 25 Tonnen täglich nur mit mechanischen Verfahren gepresst, ein Restanteil von etwa 15 - 20% Öl verbleibt im Rapschrot. Bei Großanlagen liegt die Ölausbeute bei nahezu 99%, die tägliche Verarbeitungsleistung liegt bei 4.000 t pro Tag. Zuletzt wird das gewonnene Pflanzenöl gereinigt.

Der restliche Presskuchen kann entweder als lagerfähiger Lebensmittelzusatz, Tierfutter, Düngemittel oder als Kosubstrat in Biogasanlagen verwendet werden.

Motoren für ausschließlichen Pflanzenölbetrieb müssen auch unter Kaltstartbedingungen funktionieren, die anderen benötigen ein Zweikraftstoffsystem und werden mit Diesel gestartet und abgestellt. Der bekannteste pflanzenölaugliche Motor stammt von der Firma Elsbett.

Aufgrund der hohen Viskosität von Pflanzenöl sind bei den Motoren entsprechende Umrüstmaßnahmen vorzunehmen, wie z. B. der Austausch von ungeeigneten Schläuchen und Dichtungen, des Kraftstofffilters und der Förderpumpe, Einbau einer Kraftstoffvorwärmung und eines zusätzlichen Tanks, Anpassung des Einspritzdrucks und -zeitpunktes. Für die Betriebsweise ändert sich nach dem Umbau nichts.

Die größte strukturelle Hürde für pflanzenölbetriebene Fahrzeuge ist das unzureichende Tankstellennetz, obwohl die Betankung mit Diesel jederzeit möglich ist und keine technischen Probleme hervorruft. Für den Einsatz in sensiblen Naturräumen wäre für das umweltverträgliche Pflanzenöl langfristig ein Absatzmarkt gesichert.

Biodiesel

Pflanzenölmethylester - landläufig auch Biodiesel genannt - entsteht durch die Umesterung des Pflanzenöls mit Methanol. Dazu wird raffiniertes Pflanzenöl mit Methanol verrührt. Dadurch wird das Glycerin von den Fettsäureketten abgetrennt und durch Methyl ersetzt. Der entstandene Kraftstoff ist hinsichtlich seiner Fließeigenschaften (Viskosität) dem Dieselmotorkraftstoff sehr ähnlich. Das im nachhinein möglichst vollständig abzutrennende Glycerin kann als Grundstoff in der chemischen Industrie eingesetzt werden. Biodiesel besitzt rohstoffbedingt ähnliche Eigen-

schaften wie Rapsöl. Durch den nachgeschalteten Umesterungsprozess sind die umweltbezogenen Faktoren aber etwas ungünstiger.

Es existieren mehrere Herstellungsverfahren, die Pflanzenrohöl als Ausgangsstoff verwenden. Die Herstellung erfolgt im kontinuierlichen oder im Chargenbetrieb bei unterschiedlichen Druck- und Temperaturniveaus und verfahrensbedingt werden verschiedene Reinigungsverfahren vor- bzw. nachgeschaltet.

Die Einsatzmöglichkeiten von Biodiesel sind grundsätzlich dem von Pflanzenöl gleich, in der Praxis konzentriert sich der Einsatz jedoch vor allem auf den Kraftfahrzeugbereich.

Wegen der chemisch ähnlichen Struktur kann grundsätzlich entweder reiner Biodiesel aber auch ein beliebiger Biodiesel-Diesel-Mix getankt werden. Lediglich die Emissionsanforderungen verlangen einen auf das Gemisch abgestimmten optimalen Einspritzzeitpunkt. Ein entsprechender Sensor informiert dazu das Motormanagement. In der Deutschland und in Österreich wird Biodiesel als eigenständiger Kraftstoff angeboten, während in anderen EU-Ländern die Beimischung zum Diesel favorisiert wird.

Zur Gewährleistung der Wintertauglichkeit bis 20 °C (gemessen als CFFP-Wert) ist ein Kraftstoffadditiv beizumischen. Rohstoffbedingt besitzt Biodiesel auf der Basis von Rapsöl auch ohne Additivierung bereits einen CFPP-Wert von ca. 10 - 12 °C. Der CFPP-Wert von Biodiesel auf Sonnenblumenölbasis liegt mit 5 °C deutlich niedriger.

Die Gewährleistung des Qualitätsstandards sind aufgrund der Lösemittleigenschaft und seiner hygroskopischen Eigenschaften für optimale Lagerbedingungen bedeutsamer als bei Pflanzenöl.

Für einen verlässlichen Betrieb, die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte und die Weiterentwicklung kraftstoffangepasster Motoren sind die wichtigsten Inhaltsstoffe und Eigenschaften gelegt. Für Biodiesel galt bislang die E DIN 51606, seit kurzem ist die europäische DIN EN 14 214 in Kraft.

Die Produktionskapazitäten für Biodiesel in der Europäischen Union haben sich laut zwischen 1996 und 2002 mit 2 Mio. t etwa vervierfacht. In Deutschland liegt sie im Jahr 2003 bei etwa 1.1 Mio. t und hat sich damit seit 1998 verzehnfacht. Die Umesterungskapazitäten der einzelnen Anlagen variieren zwischen 5.000 t a⁻¹ und 150.000 t a⁻¹ erheblich. Im Vergleich zu den Produktionskapazitäten herkömmlicher Erdölraffinerien in Deutschland sind das jedoch nur 1%. Interessanterweise blieb der Verbrauch deutlich unter den genannten Produktionskapazitäten zurück. Für 2002 lagen diese bei ca. 550.000 t a⁻¹.

Ethanol

Ethanol ist weltweit betrachtet der zur Zeit wichtigste regenerative Kraftstoff. Die größten Hersteller sind Brasilien und die USA. Neben zuckerhaltigen eignen sich stärkehaltige Pflanzen und seit kurzem werden auch Aufschlussverfahren von lignocellulosehaltigen Rohstoffen wie Stroh und Holzhackschnitzel erforscht. Ethanol verbrennt abhängig vom Herstellungsverfahren nahe-

zu CO₂-neutral und kann als sogenannter Blender in verschiedenen Mischungsverhältnissen, als Ausgangsstoff für Kraftstoffverbesserer, aber auch zu 100% zum Betrieb von Ottomotoren verwendet werden.

Als nachwachsender Rohstoff ist Bioethanol biologisch abbaubar und verbrennt CO₂-neutral, der Heizwert liegt bei 21,3 MJ l⁻¹. Reines Ethanol ist mit 99,8% quasi wasserfrei. Es enthält im Gegensatz zu Benzin keinen Schwefel, weist geringere Schwebstoffemissionen auf und enthält keine weiteren toxischen Bestandteile. Für die Herstellung von Ethanol sind bezogen auf die Modellregion Zuckerrüben, die stärkehaltigen Pflanzen Getreide, Mais, und Kartoffeln, die relevanten Ausgangsmaterialien. Beim Anbau von Zuckerrüben, Getreide und Kartoffeln gewährleistet die hohe Anbauerfahrung hohe Erträge in Verbindung mit hoher Ertragssicherheit. Andere Kulturpflanzen wie Zuckerhirse, Gehaltsrüben, Topinambur und Zichorien sind eher als zukünftige Rohstoffe anzusehen.

Die landwirtschaftliche Produktion von Zucker- und Stärkepflanzen in Brandenburg ist in erster Linie auf die Nahrungsmittelbereitstellung abgestimmt, ein zielgerichteter Anbau als Energiepflanze existiert nicht. Dennoch sind nach aus den zur Verfügung stehenden Anbauflächen prinzipiell keine limitierenden Faktoren für den Anbau in Deutschland abzuleiten.

Ethanol wird traditionell durch die alkoholische Gärung von den in Pflanzen enthaltenen Rohstoffen Zucker und Stärke gewonnen. Die Erzeugung aus lignocellulosehaltigen Rohstoffen mittels säurebasierter und enzymatischer Hydrolyseverfahren ist derzeit noch im Forschungsstadium, die langfristig aber an Bedeutung für die Kraftstoffproduktion gewinnen wird.

Darüber hinaus ist es möglich, Ethanol mit Hilfe der Ethanol synthese aus Erdgas und Erdöl herzustellen.

Mit mehrstufigen Konzentrationsprozessen wird bei der Herstellung aus Zuckerrüben aus der vergorenen Maische der Alkohol destilliert. Angelehnt an die konventionelle Alkoholproduktion wird eine theoretische Ausbeute von 89,4 kg reines Ethanol pro Tonne Zuckerrübe abgeschätzt. Die Pülpn und Schlemphen finden als Nebenprodukte der Ethanolherstellung als Tierfutter, Düngemittel oder Energieträger Verwendung. Für die derzeitige großtechnische Ethanolproduktion wird für den Energieaufwand von einem Output-Input-Verhältnis von 1,3:1 ausgegangen.

Die Ethanolherzeugung aus stärkehaltigen Rohstoffen unterscheidet sich im wesentlichen bei der Rohstoffvorbereitung und -aufarbeitung. In drei Stufen wird die Stärke zunächst gekocht und dadurch werden die aufquellenden Stärkekörner gesprengt. Mit Zugabe von α -Amylase wird die Stärke in der Maische gelöst und anschließend mit dem Enzym Glucoamylase zum Monosaccharid Glucose gespalten. Die Weiterverarbeitung erfolgt – wie für Zuckerrüben erläutert – durch Fermentation unter Hefezusatz.

Bei der Umwandlung von cellulosehaltiger Biomasse wird mit Hilfe von verdünnter Schwefelsäure die Cellulose zunächst in seine Bestandteile Hemicellulose und Cellulose zerlegt. Anschließend wird die Cellulose mit weiterer Zugabe von Schwefelsäure direkt zu Glucose

hydrolysiert. Im sogenannten SSF-Verfahren (simultaneous saccharification and fermentation) hydrolysiert anstelle der Schwefelsäure das Enzym Cellulase die Cellulose und gleichzeitig wird durch die Hefen der umgewandelte Zucker zu Ethanol fermentiert. Dieses und ähnliche Verfahren zur Ethanolherstellung sind derzeit Gegenstand intensiver Forschung.

Ethanol wird in verschiedenen Mischungen als Treibstoff für Ottomotoren oder als Oktanzahlverbesserer ETBE verwendet. Zumischung von Ethanol (5%) oder ETBE (15%) sind nach DIN 228 zulässig, bei höheren Zumischungen werden Modifikationen am Motor notwendig. Zum angepassten Motormanagement ist ein Sensor zur automatischen Einstellung von Einspritzzeit und Zündzeitpunkt erforderlich, dazu kommen Zündkerzen mit einem höheren Wärmewert und ggf. ein größeres Tankvolumen.

Für den Betrieb sind umfangreiche konstruktive und regelungstechnische Änderungen erforderlich, um das Motorkonzept an die Verbrennungsparameter von Ethanol anzupassen.

Pyrolyseöl

Als Pyrolyse wird das Erhitzen organischer Stoffe unter Luftabschluss bezeichnet. Diese thermische Spaltung ohne Oxidationsmittel liefert feste (Pyrolysekoks), flüssige (Pyrolyseöl) und gasförmige (Pyrolysegas) Produkte. Grundsätzlich können in der Pyrolyse alle kohlenstoffhaltigen Substanzen Verwendung finden. Hohe Pyrolyseölausbeuten ergeben sich mit der Schnellpyrolyse bei einer Temperatur von ca. 500 °C, Normaldruck (1 bar) und einer kurzen Pyrolysedauer (bis zu einer Sekunde) sowie nachfolgender schneller Kondensationsphase.

Die Wärmeenergie für die Zersetzung der Biomasse muss von außen zugeführt werden. Dafür kann das entstehende Prozessgas oder die anfallende Holzkohle Verwendung finden. Das Pyrolyseöl enthält als Kohlenwasserstoff-Fractionen hauptsächlich Holzteer (13 - 15%), Essigsäure (ca. 7%) und Methanol (2 - 3%). Ein Hauptproblem ist das anfallende Kondensatwasser, das neben organischen Stoffen (hoher CSB-Wert) zahlreiche Schadstoffe (Phenole, Cyanide, Ammonium-, Sulfat- und Chlorid-Ionen) enthält und in der Regel im Pyrolyseöl verbleibt. Deshalb weist Pyrolyseöl einen Wassergehalt von 20 bis 30% auf und hat einen pH-Wert von 2 - 3. Die Viskosität liegt zwischen der von schwerem und leichtem Heizöl. Pyrolyseöl hat eine Dichte von ca. 1.200 kg m⁻³. Der Heizwert erreicht mit 15 bis 17 MJ kg⁻¹ etwa den halben Wert des leichten Heizöls. Der energetische Wirkungsgrad der Schnellpyrolyse beträgt 60 bis 70% (Energiewert des Pyrolyseöls bezogen auf den Energiegehalt des trockenen Ausgangsprodukts).

Generatorgas

Generatorgas entsteht bei der Vergasung kohlenstoffhaltiger Substanzen. Die Vergasung von Kohle und Holz ist eine traditionelle Technologie und war in Zeiten vor der marktbeherrschenden Stellung von Erdgas und Erdöl Hauptquelle der Energiegasversorgung. Der Heizwert liegt je nach Zusammensetzung im Bereich von etwa 3,5 bis 6 MJ m⁻³. Das Generatorgas besteht aus 10 - 15% Wasserstoff, 20 - 30% Kohlenmonoxid, 0 - 4% Methan, 2 - 15% Kohlendioxid und 2 - 60% Stickstoff. Der Stickstoffgehalt resultiert hauptsächlich aus der Vergasung

mit Luft, der Volumenanteil verringert sich bei Zusatz von reinem Sauerstoff zur Vergasung und wird minimal, wenn reiner Wasserdampf als Vergaserzusatz verwendet wird. Die Kombination von Pyrolyse (als erste Stufe) mit der Vergasung (zweite Stufe) für die energetische Verwertung von Stroh und anderen Biobrennstoffen erweist sich als ein Weg, mit dem Gas hoher Qualität fast rückstandsfrei erzeugt werden kann. Da die Zersetzung biologischer Stoffe Energie erfordert, muss diese Energie aus der Verbrennung eines Teils der Biomasse oder Zersetzungsprodukte gewonnen werden. Das kann durch die Vergasung mit Luft- oder Sauerstoffzugabe erfolgen oder über Abtrennung, Rückführung und Oxidation von Zwischen- oder Endprodukten. Nicht alle Fragen gelten als gelöst, die Vergasung von Biomasse ist trotz des vorhandenen technologischen Vorlaufs weiterhin Forschungsgegenstand.

Als Ausgangsprodukt für die Vergasung bietet zerkleinerte, trockene, organische Substanz Vorteile. Nur bei Stroh und vorgetrockneten Produkten wie z.B. Altholz ist mit einem Wassergehalt von etwa 10 bis 15% zu rechnen. Bei Frischholz liegt der Wassergehalt in der Regel über 50%. Wenn Frischholz eingesetzt wird, muss Prozesswärme für die Trocknung verwendet werden. Rohstoffe für die Vergasung sollten deshalb getrocknet, gelagert und auf die erforderlichen Abmessungen zerkleinert werden. Das Trocknen unter natürlichen Luftzuständen (offene, überdachte Lagerstätte) ist die kostengünstigste Variante. Für die Biomassebereitstellung (Ernte, Aufbereitung und Lagerung der Biomasse sowie Konditionierung entsprechend der eingesetzten Vergasertechnologie) sind unterschiedliche Varianten für dezentrale und zentrale Vergaseranlagen zu untersuchen.

Für die weitere Verwertung des im Vergaser gewonnenen Gases ist je nach Verfahren ein unterschiedlich hoher Aufwand zum Reinigen und Aufbereiten des Produktgases zu leisten. Je nach Verfahrensgestaltung können Abgase und Abwasser anfallen, die dann entsprechend den gesetzlich Vorgaben aufzubereiten sind. Technische Lösungen existieren sowohl für die Reinigung des Produktgases als auch für die Aufbereitung der Abprodukte. Diese Lösungen müssen in die Gesamtkonzeption eingeordnet werden und wirken sich demzufolge auf die Kosten der Anlage aus.

Um Generatorgas als Synthesegas für die Fischer-Tropsch-Synthese einzusetzen, muss durch geeignete Gestaltung der thermochemischen Reaktionsabläufe sowie möglichst gleichbleibende Zusammensetzung der Biomasse der Wasserstoffanteil auf ein konstantes stöchiometrisches CO-H₂-Verhältnis von 1:2 angehoben werden. Weiterhin muss Synthesegas besonders sorgfältig gereinigt werden, um den nachfolgenden Syntheseprozess zu ermöglichen. Die Anforderungen an die Gasreinigung des Generatorgases sind bei der energetischen Nutzung des Generatorgases über Dampfkessel, Motoren oder Turbinen geringer.

Biogas

Biogas entsteht durch anaerobe Vergärung, bei der Biomasse unter Luftabschluss mit Hilfe von Mikroorganismen in ihre Grundbausteine zerlegt wird. Während dieses mehrstufigen biochemischen Prozesses entsteht ein Gasgemisch, welches sich hauptsächlich aus Methan (CH₄) und

Kohlendioxid (CO₂) zusammensetzt. Die weiteren Komponenten in wechselnden Anteilen sind Wasser (H₂O), Stickstoff (N₂), Sauerstoff (O₂), Wasserstoff (H₂), Schwefelwasserstoff (H₂S) und Ammoniak (NH₃). In Abhängigkeit der Zusammensetzung des eingesetzten Substrates variiert die Biogasbildung und -zusammensetzung. Methan stellt die energetisch nutzbare Fraktion des Biogases dar, deren Anteil zwischen 55 – 70% liegen kann. Der Heizwert von Biogas ist proportional dem Methangehalt. Bei einem Volumenanteil von 55 - 70% Methan schwankt der Heizwert zwischen 18 - 26 MJ m⁻³.

Die Auswahl des eigentlichen Verfahrens zur Biogasgewinnung sowie die Wahl der verfahrenstechnischen Ausrüstung für eine Biogasanlage ist primär von den zur Verfügung stehenden Substraten abhängig. Neben der Quantität, der anfallenden Menge pro Zeiteinheit, ist die Qualität des Gärsubstrats, charakterisiert durch Struktur und Trockensubstanzgehalt, entscheidend. Zur Zeit wird in fast allen Biogasanlagen die Nassvergärung als Basisverfahren eingesetzt, wobei zunehmend die Anlagen mit Kosubstraten betrieben werden. Bei diesem Gärverfahren findet der Prozess der Biogasgewinnung im flüssigen Medium statt. Dazu werden die Rohstoffe durch Vermischung mit Gülle oder Prozesswasser in ein pumpfähiges Substrat überführt, wobei der Trockensubstanzgehalt nicht mehr als 12% betragen soll, um die Fließgrenze nicht zu überschreiten. Bei dem Verfahren der Trockenfermentation bzw. der Feststoffvergärung können stapelfähige feuchte Biomassen mit Trockensubstanzgehalten bis zu 35% eingesetzt werden.

Die Anzahl von Anlagen, die das Verfahren der Trockenfermentation mittels kontinuierlicher bzw. diskontinuierlicher Beschickung einsetzen, ist noch sehr gering. Die existierenden Anlagenvarianten vergären nahezu ausschließlich gewerbliche und kommunale Bioabfälle. Die kontinuierliche Feststoffvergärung in der Abfallwirtschaft kann bezüglich der Prozessbiologie als ein äußerst betriebssicheres Verfahren angesehen werden. Für die Praxistauglichkeit in der Landwirtschaft hingegen sind allerdings noch technische Entwicklungsarbeiten im Rahmen von Pilotanlagen notwendig. Dies trifft auch für die diskontinuierlich betriebenen Container- bzw. Garagen- und Schlauchverfahren zu.

In Deutschland werden seit etwa 2 Jahren im Rahmen von drei Forschungsvorhaben Pilotstudien zur Trockenfermentation durchgeführt. Die Abschlussberichte werden für Anfang 2004 erwartet. Laut mündlicher Mitteilungen lassen sich die ersten Ergebnisse wie folgt zusammenfassen:

- Bei optimalem Mischungsverhältnis von Substrat und Impfmateriale lassen sich, bezogen auf die organische Trockensubstanz, gleich hohe Gasausbeuten erzielen
- Es wird eine bessere Gasqualität erzielt (höherer Methangehalt, niedrigere H₂S-Werte)
- Es treten Probleme bei der Vergärung energiereicher Substrate auf; hier ist Stroh als Stützsubstanz erforderlich
- Bei der Schlauchvergärung kommt im Winter aufgrund von niedrigen Temperaturen der Gärprozess zum Erliegen

- Vögel und Katzen verursachen Löcher in der Schlauchfolie

Gegenwärtig findet die energetische Verwertung des Biogases fast ausschließlich in mit Zündstrahl- oder Gasmotoren ausgerüsteten Blockheizkraftwerken statt, wobei eine Nutzung der gleichzeitig erzeugten Wärme häufig nur saisonal möglich ist.

Die verschiedenen Einsatzfelder stellen unterschiedliche Anforderungen an die Gasqualität. In Abhängigkeit der vorgegebenen standardisierten Qualitätskriterien besteht die Biogasaufbereitung entweder nur aus einem Abtrennungsprozess der schädigenden Gaskomponenten oder aus einer Kombination der Schritte Gasreinigung und Methananreicherung.

2.3 Wirtschaftlichkeit

Biomassebereitstellung

Die Ergebnisse der durchgeführten Analysen zur Biomassenbereitstellung zeigen, dass die Kosten in Abhängigkeit von den anlagenspezifischen Vorgaben, wie zum Beispiel dem Anlagenstandort oder der Anlagengröße bzw. dem Biomassebedarf, und vor allem von den landwirtschaftlichen Produktionsverfahren stark schwanken können.

Das unter den angenommenen Rahmenbedingungen kostengünstigste Verfahren zur Ernte von Holz aus der Forstwirtschaft und holzigen Energiepflanzen ist die vollmechanisierte Ernte. Für die Nutzung von krautigen Energiepflanzen ist im Fall von Biogasanlagen die Häckselgutkette, und im Fall von Thermolyseanlage die Quaderballenkette, am vorzüglichsten. Für die Belieferung von Bioenergieanlagen mit Biomasse während der vegetationslosen Zeit ist bei Biogasanlagen die Silagekette kostenmäßig im Vorteil, während bei der Bereitstellung von Brennstoffen für das Thermolyseverfahren wiederum die Quaderballenkette das kostengünstigste Verfahren darstellt.

Ausgehend von den Stückkosten der betrachteten Biomassearten wurde mit Hilfe eines Optimierungsmodells und eines geographischen Informationssystems (GIS) der für die einzelnen Standorte kostenminimale Rohstoff-Mix ermittelt. In den Modellergebnissen zeichnet sich ab, dass für die ganzjährige Belieferung von Biogasanlagen die Energiepflanze Silomais den Rohstoff-Mix dominiert, gefolgt von Getreideganzpflanzen und schließlich Grünlandgut. Die ganzjährige Bereitstellung von biomassegebundener Energie für Thermolyseanlagen ist durch den Einsatz von Stroh, Waldrestholz und Waldschwachholz am kostengünstigsten zu bewerkstelligen. Bei auftretender Knappheit an diesen Biomassearten werden zunehmend Energiepflanzen wie getrocknetes Häckselgut aus Silomais und Getreideganzpflanzen in den Rohstoff-Mix aufgenommen. Aus den Modellergebnissen geht hervor, dass die Kosten für die Biomassebereitstellung in erheblichem Maße von den betrachteten Standortbedingungen und von der für den Energiepflanzenanbau bereitgestellten Fläche in Qualität und Quantität abhängen. Eine Einschränkung des Körnerfruchtanteils in der Fruchtfolge hat in den betrachteten Fällen keinen wesentlichen Einfluss auf die Bereitstellungskosten. Für den speziellen Fall der Thermolyse ist der Anteil des für die energetische Nutzung verfügbaren Strohaufkommens kostenbestimmend.

Der Anteil der Transportkosten an den gesamten Biomassebereitstellungskosten fällt je nach Anlagengröße, Standort und Anteil der für den Energiepflanzenanbau genutzten Fläche unterschiedlich hoch aus, und liegt in einem Bereich zwischen 5 bis 20% der gesamten Biomassebereitstellungskosten.

Pflanzenöl

Bei zukünftiger Ausrichtung auf eine an Bedeutung gewinnenden Energielandwirtschaft ist die Integration einer dezentralen Pflanzenölproduktion zur Kraftstoffbereitstellung eine Komponente mit limitierten Möglichkeiten. Die optimale Gestaltung der betrieblichen Stoff- und Energieströme unter Einbeziehung einer umfassenden Verwertung der anfallenden Neben- und Reststoffe sind wegen der kurzen Transportwege und Kreisläufe prinzipiell für eine betrieblich angepasste Kraftstoffproduktion geeignet. Um eine unnötige Konkurrenz zu zentralen Ölmühlen und der Produktionsstrecke Biodiesel zu vermeiden, ist die Entscheidung für die Errichtung einer solchen Anlage nur anhand der lokalen Bedingungen auf betriebswirtschaftlicher Ebene zu treffen. Ein wesentlicher Vorteil für den Absatz von Pflanzenöl ist die beschlossene Steuerbefreiung für Biokraftstoffe. Unter den derzeitigen Bedingungen liegen die Erzeugungskosten für Pflanzenöl zwischen 0,15 und 0,30 € pro Liter. Da im Rahmen dieser Studie dieser Bereich lediglich qualitativ betrachtet wurde sind differenziertere Aussagen den Studien und Untersuchungen zu entnehmen, die sich direkt mit der Wirtschaftlichkeit von Pflanzenölen befassen.

Biodiesel

Durch den zusätzlich notwendigen energieaufwändigen Schritt der Umesterung liegen die Kosten für die Biodieselproduktion durchschnittlich bei etwa 0,50 € pro Liter.

Ethanol

Die derzeitigen Kosten für die Bioethanol variieren abhängig von Rohstoff und Umwandlungsverfahren erheblich. Bei Verwendung von Zuckerrüben liegen die Produktionskosten innerhalb einer Spanne zwischen 0,30 bis 0,55 € pro Liter, und bei Verwendung von Holz zwischen 0,15 und 0,35 € pro Liter. Damit wird deutlich, dass ohne steuerliche Förderung Ethanol gegenüber herkömmlichem Ottokraftstoff nicht wettbewerbsfähig ist. Die kürzlich beschlossene steuerliche Förderung über die Mineralölsteuer wird auch bei Verwendung bekannter neuer Technologien und Verfahren mittelfristig aufrechterhalten bleiben müssen, da die derzeitigen Herstellungskosten nicht ausreichend gesenkt werden können. Die Entwicklung für den zukünftigen Ethanolmarkt hängt darüber hinaus vom Rohölpreis ab. Die in diesem Sommer vom Bundestag verabschiedete 100%ige Steuerbefreiung stellt bei den derzeitigen Ölpreisen und Steuersätzen in Deutschland einen erheblichen Anreiz für die Einführung von Bioethanol oder ETBE im Markt dar. Mit dieser Entscheidung wurde ein Anreiz geschaffen, um die Markteinführung von Ethanol und anderen Biokraftstoffen zu fördern. Der Gesetzestext zur Steuerbegünstigung von Biokraftstoffen sieht vor, dass alle zwei Jahre ein Bericht über die Markteinführung der Biokraftstoffe und die Entwicklung der Preise für Biomasse und Rohöl

sowie der Kraftstoffpreise vorzulegen ist und darin gegebenenfalls eine Anpassung der Steuerbegünstigung für Biokraftstoffe an die Marktlage vorzuschlagen ist. Dies führt wahrscheinlich dazu, dass die Steuerbefreiung in eine Steuerermäßigung umgewandelt werden wird.“

Pyrolyseöl

Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen (Mineralölpreis, Emissionsschutzgesetzgebung und Förderung aus öffentlichen Quellen) ist die dezentrale Energiebereitstellung aus Biomasse (Stromeinspeisung und Wärmenutzung sowie ev. künftige Gaseinspeisung) auf alleiniger Grundlage des Pyrolyseverfahrens (ohne Vergaserstufe) nicht erfolgversprechend.

Generatorgas

Die Wirtschaftlichkeit von Vergasungsanlagen wird jeweils an 3 Anlagen des gleichen Typs, das heißt zweistufige Vergasungsanlagen mit einer zirkulierenden Wirbelschicht und anschließender Stromerzeugung in Gas und Dampf-Kondensationskraftwerken, in jeweils unterschiedlichen Leistungsklassen (50 MW_{th}, 150 MW_{th}, 300 MW_{th}) untersucht. Dabei steht bei allen betrachteten Anlagen die Gewinnung von Strom im Vordergrund. Die Wirtschaftlichkeit der Kraftstofferzeugung wird lediglich im Fall einer großindustriellen Vergasungsanlage mit einer Brennstoffleistung von 300 MW_{th} untersucht.

Das Ergebnis der überschlägigen Investitionsrechnungen ergab für dezentrale Vergasungsanlagen spezifische Investitionskosten in Höhe von 1.970 €kW_{el}⁻¹. In den beiden, großindustriellen Vergasungsanlagen sinken die spezifischen Investitionen aufgrund von Kostendegressionseffekten jeweils auf 1.364 €kW_{el}⁻¹ (150 MW_{el}) und 1.067 €kW_{el}⁻¹ (300 MW_{el}). Bei Anlagen zur Gewinnung von FT-Kraftstoff liegen die spezifischen Investitionskosten, aufgrund der kostenintensiven Synthesetechnologie, deutlich höher. Bei der betrachteten Kraftstoffgewinnungsanlage ergaben die Berechnungen ein Gesamtinvestitionsvolumen von 182 Mio. €, wovon etwa 38% der Investitionen auf die Gaserzeugung und Gasreinigung und 62% auf die Synthesestrecke, entfallen.

Bei der Interpretation der Ergebnisse zur Verfahrenskette der Generatorgaserzeugung werden verschiedene Anlagengrößen und drei Anlagenstandorte, sowie zwei verschiedene Nutzungsrichtungen des gewonnenen Gases, nämlich zur Strom- oder Kraftstofferzeugung, betrachtet. Bei allen Anlagen handelt es sich um zweistufige Vergasungsanlagen mit einer zirkulierenden Wirbelschicht und anschließender Stromerzeugung in Gas und Dampf-Kondensationskraftwerken, in jeweils drei unterschiedlichen Leistungsklassen (50 MW_{th}, 150 MW_{th}, 300 MW_{th}). Die Wirtschaftlichkeit der Kraftstofferzeugung wird ausschließlich am Fall der großindustriellen Vergasungsanlage mit einer Brennstoffleistung von 300 MW_{th} untersucht.

Bei der Betrachtung der jährlichen Aufwendungen fällt auf, dass die Biomassebeschaffungskosten bei allen Anlagengrößen den höchsten Kostenanteil ausmachen. Dieser Anteil beträgt bei dezentralen Anlagen etwa 30% bis 50%, und bei großindustriellen Anlagen deutlich über 50% der gesamten Produktionskosten. Dementsprechend hängt das wirtschaftliche Ergebnis

bei Vergasungsanlagen in erheblichem Maße von der Verfügbarkeit kostengünstiger Biomasse ab. Schwankungen der Biomassekosten stellen somit ein erhebliches, ökonomisches Risiko aus Sicht des Anlagenbetreibers dar. Demzufolge ergeben sich erhebliche Kosten- und Wettbewerbsunterschiede zwischen den verschiedenen betrachteten Standorten, die auf die unterschiedliche Verfügbarkeit der Biomasse zurückzuführen sind. So sind bei einer Nutzung von 10% des regionalen Strohaufkommens die Stromgestehungskosten an Standorten mit ertragreicheren Böden am geringsten. Dagegen sind bei einer Einschränkung des nutzbaren Strohaufkommens und einer Limitierung des Anbaus von Energiepflanzen auf die Flächen der Landbaugebiete III bis V, die Stromgestehungskosten insgesamt um 10% höher. Die Stromgestehungskosten steigen insbesondere an Standorten, an denen die Verfügbarkeit von Flächen für den Anbau von Biomasse begrenzt ist.

Im Allgemeinen ist der wirtschaftliche Betrieb von Vergasungsverfahren bei großen Anlagen am ehesten darzustellen. Die berechneten spezifischen Stromgestehungskosten liegen bei dezentralen Vergasungsanlagen innerhalb einer Spanne von $0,313 \text{ €MJ}^{-1}$ ($0,087 \text{ €kWh}^{-1}$) und $0,45 \text{ €MJ}^{-1}$ ($0,125 \text{ €kWh}^{-1}$). Bei großindustriellen Anlage bewegen sich die Kosten innerhalb einer Spanne von $0,234 \text{ €MJ}^{-1}$ ($0,065 \text{ €kWh}^{-1}$) und $0,331 \text{ €MJ}^{-1}$ ($0,092 \text{ €kWh}^{-1}$). Die errechneten spezifischen Produktionskosten für FT-Kraftstoff bewegen sich in einer Größenordnung zwischen $0,52 \text{ €l}^{-1}$ und $0,65 \text{ €l}^{-1}$ FT-Diesel. Unter günstigen rohstoffwirtschaftlichen Bedingungen ist davon auszugehen, dass der FT-Diesel mittelfristig zu Stückkosten von etwa $0,50 \text{ €l}^{-1}$ hergestellt werden kann. Bei ungünstigeren Bedingungen können die Stückkosten jedoch um 30% bis 50% steigen.

Eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei Vergasungsanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung über $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ gestaltet sich schwierig, da in diesem Fall die Vergütung in der Regel nicht über das EEG geregelt wird. Die Zugrundelegung der vom EEG vorgesehenen Vergütungssätze ergibt, dass sich Vergasungsanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung unter $20 \text{ MW}_{\text{el}}$, unabhängig vom gewählten Standort, nicht im Bereich der Wirtschaftlichkeit bewegen. Die betrachteten Anlagen mit einer elektrischen Leistung von $150 \text{ MW}_{\text{el}}$ und $300 \text{ MW}_{\text{el}}$ würden jedoch, unter Zugrundelegung des vom EEG minimal vorgesehenen Vergütungssatzes von $0,084 \text{ €kWh}^{-1}$, wirtschaftlich arbeiten. Unter erschwerten rohstoffwirtschaftlichen Bedingungen ist die Wirtschaftlichkeit für Anlagen dieser Leistungsklasse gefährdet.

Eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Kraftstofferzeugung mittels Biomassevergasung und FT-Synthese ist nur unter Vorbehalt möglich, da es für das Produkt FT-Diesel noch keinen geregelten Markt und somit auch keinen Marktpreis gibt. Aufgrund der Kostenbetrachtungen lässt sich jedoch feststellen, dass ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb voraussichtlich nur bei einer Vergütung des Kraftstoffs frei Anlage von mindestens $0,60 \text{ €l}^{-1}$ möglich ist. Unter Anbetracht der derzeitigen Kraftstoffpreise ist somit eine Markterschließung nur bei einer Befreiung des FT-Diesels von der Mineralölsteuer möglich.

Biogas

Zur Bewertung der wirtschaftlichen Vorzüglichkeit von Biogasverfahren werden die Verfahren der Trocken- und Nassvergärung getrennt jeweils für eine einzelbetrieblich und eine gemeinschaftlich betriebenen Biogasanlage, betrachtet. Bei der Nutzung des Biogases werden zwei Alternativen, nämlich die betriebseigene Verstromung und die betriebsfremde Verstromung nach vorgelagerter Gaseinspeisung in das Erdgasnetz, untersucht.

Den Ergebnissen zufolge weisen die betrachteten einzelbetrieblichen Biogasanlagen ein positives Ergebnis aus, werden jedoch, insbesondere beim Einsatz von Energiepflanzen, in anbetracht der niedrigen positiven Kapitalverzinsung zur Zeit als nicht rentabel eingestuft. Eine durchweg positive Bilanz bei einzelbetrieblichen Biogasanlagen zweifelsohne durch die Nutzung der Wärme erreichen. Dagegen weisen gemeinschaftlich betriebenen Biogasanlagen, auch ohne die Nutzung der Wärme, ein positives Wirtschaftsergebnis und eine für den landwirtschaftlichen Sektor durchaus attraktive Rentabilität auf. Hier liegen die Stromgestehungskosten in einem Bereich zwischen $0,23 \text{ € MJ}^{-1}$ - $0,248 \text{ € MJ}^{-1}$ ($0,064$ - $0,069 \text{ € kWh}^{-1}$).

Bei der Einspeisung von Strom kann im allgemeinen davon ausgegangen werden, dass aufgrund des EEG eine sichere Abnahmegarantie besteht. Dies ist beim Absatz von Biokraftstoffen keineswegs der Fall. Aufgrund der politischen Zielvorstellungen wird jedoch angenommen, dass die Nachfrage nach Biokraftstoffen in Zukunft deutlich steigen wird. Ein Sonderfall stellt hier der Kraftstoff Biogas dar. Aufgrund besonderer Anforderungen an das Gas bei der Einspeisung in das Erdgasnetz ist in Deutschland mit erheblichen Markteintrittsbarrieren zu rechnen. Bei der betriebswirtschaftlichen Berechnung einer alternativen Einspeisung des aufbereiteten Biogas wird deutlich, dass sich dieses Verfahren nur bei Großanlagen in einem wirtschaftlich positiven Rahmen realisieren lässt. Selbst bei den betrachteten Gemeinschaftsanlagen sind die betrieblichen Ergebnisse aus der betriebsexternen Verstromung im Vergleich zu einer direkten Verstromung schlechter $0,497 \text{ € MJ}^{-1}$ – $0,515 \text{ € MJ}^{-1}$ ($0,138 \text{ € kWh}^{-1}$ - $0,143 \text{ € kWh}^{-1}$). Diese Kostendifferenz reduziert sich etwas, wenn bei der betriebsexternen Verstromung die Wärme genutzt wird. Fraglich ist jedoch ob der einzelne einspeisende Anlagenbetreiber von diesem Zusatzerlös profitieren kann. Die Gestehungskosten für das eingespeiste Gas aus Nassvergärungsanlagen liegen bei den untersuchten einzelbetrieblichen Anlagen bei etwa $0,55 \text{ € m}^{-3} \text{ CH}_4$, und bei gemeinschaftlich betriebenen Anlagen bei etwa $0,50 \text{ € m}^{-3} \text{ CH}_4$.

Für Anlagen die nach dem Trockenvergärungsverfahren arbeiten liegen zur Zeit noch keine belastbaren Daten vor. Die vorgestellten Ergebnisse beruhen somit auf einer Reihe von Annahmen zu verschiedenen Kennzahlen, die zur Zeit noch in praxisnahen Demonstrationsprojekten ermittelt werden. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen ist zum heutigen Zeitpunkt eine Wirtschaftlichkeit bei Biogasanlagen die ausschließlich mit Energiepflanzen als Substrate arbeiten, nicht darstellbar.

3 Handlungsempfehlungen

Biomassebereitstellung

Aus naheliegenden Gründen erweisen sich für die Bereitstellung von Energiepflanzen die Verfahrensketten als vorteilhaft, die bereits zum heutigen Zeitpunkt in der landwirtschaftlichen Praxis im Einsatz sind, als da wären: die Häckselgutkette, die Ballengutkette und die Silagekette. Dabei sind aufgrund der zum Teil höheren Wassergehalte des Ernteguts, der teilweise sperrigen und dickeren Strukturen und der höheren Transport und Lagerdichten, spezielle Anpassungen bei der Gestaltung der Verfahrensketten, sowie beim Einsatz der in der Landwirtschaft üblichen Maschinen und Geräte erforderlich. Von den betrachteten Ernte- und Bergeverfahren (Häckselgutkette, Großballenkette, Pelletkette, Silagekette) zeichnet sich die Häckselgut- und Quaderballenkette durch eine hohe Schlagkraft insbesondere bei der Ernte aus. Andererseits ist aufgrund geringerer Gutdichten mit einem höheren Lager- und Transportaufwand zu rechnen. Pellets- oder Brikettsketten werden, obwohl sie erhebliche logistische Vorteile bieten, aufgrund des hohen Kapital- und Energieaufwands in der Praxis kaum umgesetzt.

Pflanzenöl

Die Bereitstellung von Pflanzenöl als Kraftstoff ist Stand der Technik und lässt sich auch dezentral in die Betriebsstruktur des einzelnen landwirtschaftlichen Betriebs integrieren. Unter den regionalen Bedingungen lassen sich pro Hektar bis zu 1600 l Pflanzenöl herstellen. Für dezentrale Anlagen ist die Einhaltung und Gewährleistung eines definierten Qualitätsstandards aufwändiger aber technisch gesehen unproblematisch realisierbar. Trotz der geringeren Ausbeuten bei der Ölpressung ist die dezentrale Variante für den Landwirt eine attraktive Lösung mit hoher Flexibilität und breitem Handlungsspielraum, da der anfallende Rapschrot betriebsnah als Futtermittel für den eigenen Viehbestand genutzt werden kann. Die Option über den eigenen Betrieb hinaus lokale Fuhrparks und stationäre Motoren mit Pflanzenöl beliefern zu können, ermöglicht den Auf- und Ausbau größerer Verarbeitungskapazitäten. Der große Vorteil von Pflanzenöl liegt in der unübertroffenen ökologischen Bewertung seiner Umweltwirkung.

Biodiesel

Die zentrale Umwandlung von Pflanzenöl in den marktgängigeren Biodiesel ist ebenfalls technisch beherrscht und basiert auf unterschiedlichen Verfahren und Arten der Prozessführung. Aufgrund der chemisch-physikalischen Ähnlichkeit zu konventionellem Diesel ist Biodiesel mit weniger Aufwand und mit geringeren Kosten für die Umrüstung einsetzbar und besitzt daher eine höhere Markttauglichkeit. In den zentralen Anlagen gewährleisten die effizienten Verfahren zur Ölextraktion höhere Ausbeuten und ermöglichen eine bessere Überwachung und Einhaltung der geforderten Qualitätsstandards. In diesem Fall reduziert sich der Tätigkeitsbereich des Landwirts auf die Bereitstellung der Rapssaat.

Von verschiedenen Firmen werden mittlerweile aber auch dezentrale Umesterungsanlagen angeboten. Angesichts der bestehenden Überkapazitäten bei den großen Veresterungsanlagen werden sie sicherlich nur in speziellen Anwendungsbereichen zum Einsatz kommen.

Ethanol

Die herkömmlichen Verfahren zur Ethanolproduktion aus Zucker- und Stärkepflanzen sind altbewährt und technisch völlig unproblematisch. Anpassungen an die Kraftstoffproduktion bieten Möglichkeiten für weitere Verbesserungen bei der Prozessgestaltung. Das größte Hemmnis für die Ausweitung dieses Bereichs für die Kraftstoffproduktion ist die umfassende stoffliche Nutzung der bestehenden Ressourcen. Das Hauptaugenmerk der aktuellen Forschung liegt auf der Entwicklung von enzymatischen Verfahren, die in der Lage sind auch lignocellulosehaltige Biomasse aufzuschließen und für die Ethanolproduktion nutzbar zu machen. Dadurch würden die noch ungenutzten Potenziale an holzartige Biomasse auch für die Ethanolproduktion nutzbar gemacht. Bis zur Entwicklung technisch und wirtschaftlich marktfähiger Anlagen ist es allerdings noch ein weiter Weg.

Auf Landesebene ist die Unterstützung von Pilotvorhaben zur Weiterentwicklung und Marktreife der Verfahren und zum Aufbau regionaler Kompetenz auf alle Fälle zu empfehlen. Unabhängig davon sollte eine eingehende Analyse des regionalen Rohstoffmarktes, der für die Erzeugung von Bioethanol relevant ist, erfolgen und mit den Ergebnissen aus anderen Studien verglichen werden, um bei der zu erwartenden technischen Entwicklung der nächsten Jahre die notwendigen Hintergrundinformationen vorliegen zu haben. Für den einzelnen Landwirt hat dieser Bereich zur Zeit dagegen keinerlei Bedeutung.

Generatorgas

Zur Verstromung kann das niederenergetische Generatorgas direkt nach der Gasreinigung eingesetzt werden. Damit könnten auch kleine und mittlere Anlagen Wirtschaftlichkeit erreichen. Während für diese kleineren Anlagen die Biomassebereitstellung als ein untergeordnetes Problem anzusehen ist, gehört die kontinuierliche Versorgung mit Biomasse zu den wichtigsten Fragen bei der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe. Fischer-Tropsch-Synthesanlagen und Raffinerien werden mit wachsender Anlagengröße wirtschaftlicher. Die optimale Anlagenkonzeption ist aus der Analyse der Biomassebereitstellungskosten, der Vergasungskosten und der Synthesekosten abzuleiten.

Das Gas aus der Biomassevergasung lässt sich sowohl über Wärmekraftmaschinen verstromen als auch zur Kraftstoffsynthese einsetzen. Bei Anlagegrößen deutlich über 10 MW wird die Verstromung über Dampfkessel und Dampfturbinen empfohlen. Für kleinere Anlagen kommen Gasmotoren und Mikrogasturbinen in Frage. Dafür muss durch die Verfahrensgestaltung das Gas von Staub und anderen unerwünschten Bestandteilen ausreichend gereinigt werden. Kostengünstige Lösungen, insbesondere für kleinere Anlagen, werden noch nicht kommerziell angeboten und befinden sich zum Teil im Entwicklungs- bzw. Pilotstadium. Ebenfalls im

Pilotstadium ist der Stand der Biomassevergasung und Nutzung als Synthesegas für die Kraftstoffproduktion (Carbo-V[®]-Anlage).

Aus der Sicht des Landwirts ist ohne eine vertragliche Zusicherungen mit den Anlagenbetreibern, die über die variablen Kosten hinaus auch die anteiligen Betriebsgemeinkosten deckt und die unternehmerische Tätigkeit des Landwirts honoriert, der Anbau von Kurzumtriebsholz nicht zu empfehlen. Bedingt durch die Anlagengröße und deren Komplexität kommt eine betriebseigene Vergasungsanlage nicht in Frage. Allenfalls könnte er sich am Aufbau von zukünftigen Rohstoffzentren beteiligen.

Bei der Einspeisung von Strom kann im allgemeinen davon ausgegangen werden, dass aufgrund des EEG eine relativ sichere Abnahmegarantie besteht. Dies ist beim Absatz von Biokraftstoffen keineswegs der Fall. Aufgrund der politischen Zielvorstellungen wird jedoch angenommen, dass die Nachfrage nach Biokraftstoffen in Zukunft deutlich steigen wird, so dass mittelfristig das Angebot geringer sein wird als die Nachfrage nach Biokraftstoffen.

Biogas

Die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Übernahme des Verfahrens der Trockenfermentation in die landwirtschaftliche Praxis stellen sich nach den vorliegenden Untersuchungsergebnissen als erfüllbar dar. Zum Erreichen dieses Ziels bedarf es jedoch noch einer weitergehenden Verfahrensoptimierung sowie einer Analyse und Bewertung der Wirtschaftlichkeit anhand zu errichtender praxisrelevanter Anlagen. Es ist zu erwarten, dass die Trockenfermentation zu einem verlässlichen und wirtschaftlichen Verfahren bei der Biogasgewinnung wird.

Für die mittelfristige Zukunft zeichnen sich neue viel versprechende Optionen und alternative Verwendungsmöglichkeiten, wie die Verstromung von Biogas in Brennstoffzellen oder Mikrogasturbinen, die Einspeisung von Biogas ins öffentliche Gasnetz sowie die Nutzung von Biogas als Kraftstoff, ab.

Technische Lösungen für die Gasreinigung und Methananreicherung existieren, sind aber noch sehr kostenintensiv.

Brennstoffzellen stellen höchste Ansprüche an die Gasreinheit. Es existieren fünf verschiedene Typen von Brennstoffzellen, die sich gegenwärtig noch alle in der Entwicklungsphase befinden. Im Zuge verschiedener Forschungsprojekte wird auch der Einsatz von Biogas in Brennstoffzellen erprobt bzw. die jeweils erforderliche Vorbehandlung des Gases.

Die Nutzung von Biogas als Kraftstoff stellt für größere Biogasanlagen eine interessante Alternative zur Verstromung dar. Jedoch ist dieses Einsatzfeld mit einem hohen Anspruch an die Gasqualität verbunden, da die sämtlichen für Erdgas entwickelten Techniken sowie Lagerung und Betankung kompatibel sein müssen. Obwohl gastaugliche Fahrzeuge von zahlreichen Fahrzeugherstellern angeboten werden, erfolgt - anders als in Schweden und in der Schweiz - in Deutschland bislang kein Einsatz von Biogas in Fahrzeugen. Allerdings ist hier vor dem Hintergrund stetig steigender Kraftstoffpreise sowie der Befreiung von der Mineralölsteuer eine Wende zu erwarten.

Die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz ist in Deutschland noch nicht von praktischer Bedeutung, da die rechtliche Absicherung des Netzzugangs und der Gasvergütung noch aussteht. Diese Nutzungsvariante wird zur Zeit intensiv und kontrovers diskutiert. Aufgrund der Komplexität der Gaseinspeisung ist abzusehen, dass der technische und administrative Aufwand bei der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz deutlich höher sein wird als bei der Stromspeisung. Bevor weitere spezifische Aussagen getroffen werden können, ist eine politische Weichenstellung notwendig, ob und in welcher Form eine Gaseinspeisung in Deutschland möglich sein wird.

4 Ausblick und Forschungsbedarf

Die grundsätzliche Fragestellung, die sich aus dieser Untersuchung ergeben hat, ist das Problem der Biomassebereitstellung. Dies trifft auf alle untersuchten Konversionsverfahren zu. Hierbei gilt, dass mit zunehmender Anlagengröße die Beschaffungsprobleme proportional steigen, d.h. vor allem die Transportradien und die Anzahl von Landwirten, die zur Biomassebereitstellung für einen Abnehmer beitragen.

Aus der Sicht des Landwirts werden hier vor allem folgende Probleme berührt:

- Wie fest und wie lange bindet er sich mit Lieferzusagen an einen Abnehmer?
- Liefert er entweder Biomassen oder primäre Umsetzungsprodukte?
- Baut er den gesamten Umwandlungsprozess bis zur Endenergie auf dem eigenen Betrieb auf?

In Hinblick auf die Thermolyse und die angeschlossene Produktion von FT-Kraftstoffen ist der Landwirt mit den technischen Anforderungen einer solchen Anlage und unter Umständen auch mit deren Größenordnung überfordert. In diesem Fall besteht die Gefahr, dass er zum reinen Rohstofflieferanten degradiert wird und sich langfristig mit bestimmten Anbauverfahren an einen Abnehmer binden muss. Eine Alternative könnte die Herstellung von primären Umwandlungsprodukten sein, d.h. auf dem landwirtschaftlichen Betrieb werden Trocknung, Aufarbeitung und erste Umwandlungsprozesse durchgeführt. Diese Umwandlungsprodukte werden dann in zentralen Anlagen zu den Endenergien weiterverarbeitet.

Werden Kurzumtriebspflanzungen als Biomassequelle angelegt, ist der Landwirt auch durch die Langfristigkeit dieser Kultur gebunden. Dabei treten zwei weitere Probleme auf: Werden die Pflanzungen über einen Zeitraum von mehr als fünfzehn Jahren betrieben, unterliegen diese Flächen unter Umständen nicht mehr der landwirtschaftlichen sondern der forstwirtschaftlichen Gesetzgebung. Eine bisher unbehandelte Fragestellung ist die Ästhetik solcher Kurzumtriebspflanzungen. Ihre Erscheinung ähnelt vielmehr der einer Forstplantage und widerspricht somit der derzeitigen Politik zur Erhaltung von offenen Landschaften und einer agrarischen Kulturlandschaft.

Beim Energiepflanzenanbau spielt die Fruchtfolge und das Angebot neuer, d.h. bislang in der Region nicht angebauter, Fruchtarten eine zentrale Rolle. Dieser Anbau und die Fruchtfolgen wird durch die regionalspezifische Anbaustruktur, den Betriebstyp und der einzelbetrieblichen Optimierungsstrategie bestimmt. Durch geeignete Fruchtfolgen muss auch garantiert werden, dass Anforderungen aus der Biodiversität, d.h. keine Monokulturen, berücksichtigt werden.

Ein zentrales Problem beim Energiepflanzenanbau ist die Kostenminimierung. Es besteht zum einen die Frage, ob mit Anbaumethoden, wie sie aus dem ökologischen Landbau bekannt sind, Kostenreduktionen erreicht werden können, da an Energiepflanzen andere Anforderungen bestehen, als an Nahrungsmittel- und Futterpflanzen. Zum anderen stellt sich die Frage, unter welchen Voraussetzungen der Anbau von Energiepflanzen auch auf besseren Standorten von den Landwirten favorisiert wird.

Im Bereich der Konversionsverfahren besteht noch immer ein großer Forschungsbedarf für die Biogasproduktion. Die Trockenfermentation muss hierbei noch grundsätzlich weiterentwickelt werden, bei der Nassfermentation besteht noch ein erhebliches Optimierungspotenzial. Auch für die weitere Umsetzung des Biogases stehen neue Alternativen auf der Agenda: Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen in den BHKWs. Hier ist zu erwarten, dass mittelfristig eine Umsetzung in die Praxis erfolgen kann. Dies setzt voraus, dass die Aufbereitung des Biogases, insbesondere die Trennung in Methan und Kohlendioxid und die Beseitigung von Spurenstoffen verbessert bzw. in die Praxis umgesetzt wird.

Das letztgenannte Verfahren ist auch Grundlage für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz oder für die Nutzung als Kraftstoff. Ob sich Biogas oder FT-Kraftstoff als zukünftiger Kraftstoff mittelfristig durchsetzt hängt sowohl von den politischen Rahmenbedingungen aber auch von der Akzeptanz durch die Konsumenten ab. Für diese Diskussion wird es aber auch wichtig eine umfassende Ökobilanz dieser Kraftstoffe durchzuführen.

In der Regel handelt es sich bei den betrachteten Technologien zur Gewinnung von Energie aus Biomasse um relativ junge Entwicklungen, die teilweise noch mit einem erheblichen Entwicklungs- und Demonstrationsbedarf behaftet sind. Dies impliziert insbesondere im Anfangsstadium der Markteinführung ein nicht unerhebliches technisches und finanzielles Risiko, dass ohne aufwiegende Fördermaßnahmen nicht zu verantworten wäre. Schließlich dürfen bei Entscheidungen über die Durchführung von Bioenergievorhaben die relativ hohen Anforderungen an die soziale Innovations- und Organisationsfähigkeit der Initiatoren und der Betroffenen nicht außer Acht gelassen werden.

Ziel des Einsatzes erneuerbarer Energien sollte neben der Sicherung von Energieressourcen und Einkommen der ökologische Vorteil sein, d.h. Energiebilanz und Einsparung von Treibhausgasemissionen müssen über die gesamte Produktionskette gegeben sein.