
Fachtagung am 26. Januar 2006

Bioenergie – Umweltfreundliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe



Bayerisches Landesamt
für Umwelt

Augsburg, 2006 – ISBN 3-936385-87-4

Herausgeber: Bayerisches Landesamt für Umwelt
Bürgermeister-Ulrich-Straße 160, 86179 Augsburg
Tel.: (0821) 90 71 - 0
Fax: (0821) 90 71 - 55 56
E-Mail: poststelle@lfu.bayern.de
Internet: <http://www.bayern.de/lfu>

Zitiervorschlag:

Bayer. Landesamt für Umwelt (Veranst.):

Bioenergie – Umweltfreundliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe (Augsburg 26.01.2006), Augsburg, 2006

Das Bayerische Landesamt für Umwelt (LfU) gehört zum Geschäftsbereich des Bayerischen Staatsministeriums für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (StMUGV).

© Bayerisches Landesamt für Umwelt, Augsburg, 2006

Gedruckt auf Recyclingpapier

Inhaltsverzeichnis

Potenziale und Umweltwirkung einer nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse	2
Prof. Dr. Dr. h.c. Alois Heißenhuber, Lehrstuhl für Wirtschaftslehre des Landbaues, TU München, Weihenstephan	
Stromerzeugung mit Biogas – ökologische Aspekte	7
Franz Reitberger, LfU	
Kraftstoffe aus erneuerbaren Ressourcen – Potenziale, Herstellung, Perspektiven	21
Dr. Michael Specht, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart	
Untersuchungen der Emissionen von Biodiesel und neuen Dieselmotorkraftstoffen	47
Prof. Dr. Jürgen Krahl, FH Coburg	
Wärme aus Holz und Halmgütern	58
Dr. Ruth Brökeland, C.A.R.M.E.N. e.V., Straubing	
Emissionsminderung bei der Verbrennung fester, naturbelassener Biomasse	79
Gerhard Schmoeckel, LfU	
Erfahrungen mit dem Betrieb einer Hackschnitzelanlage im Contractingmodell	85
Ludwig Strohmayer, Landwirt, Prien am Chiemsee	
Literaturliste „Bioenergie – Umweltfreundliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe“	86
Susanne Weichwald, LfU, Infozentrum UmweltWissen	
Linkliste „Bioenergie – Umweltfreundliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe“	91
Susanne Weichwald, LfU, Infozentrum UmweltWissen	
Infozentrum UmweltWissen	95
Dr. Katharina Stroh, Susanne Weichwald, LfU	
Tagungsleitung / Referenten	97

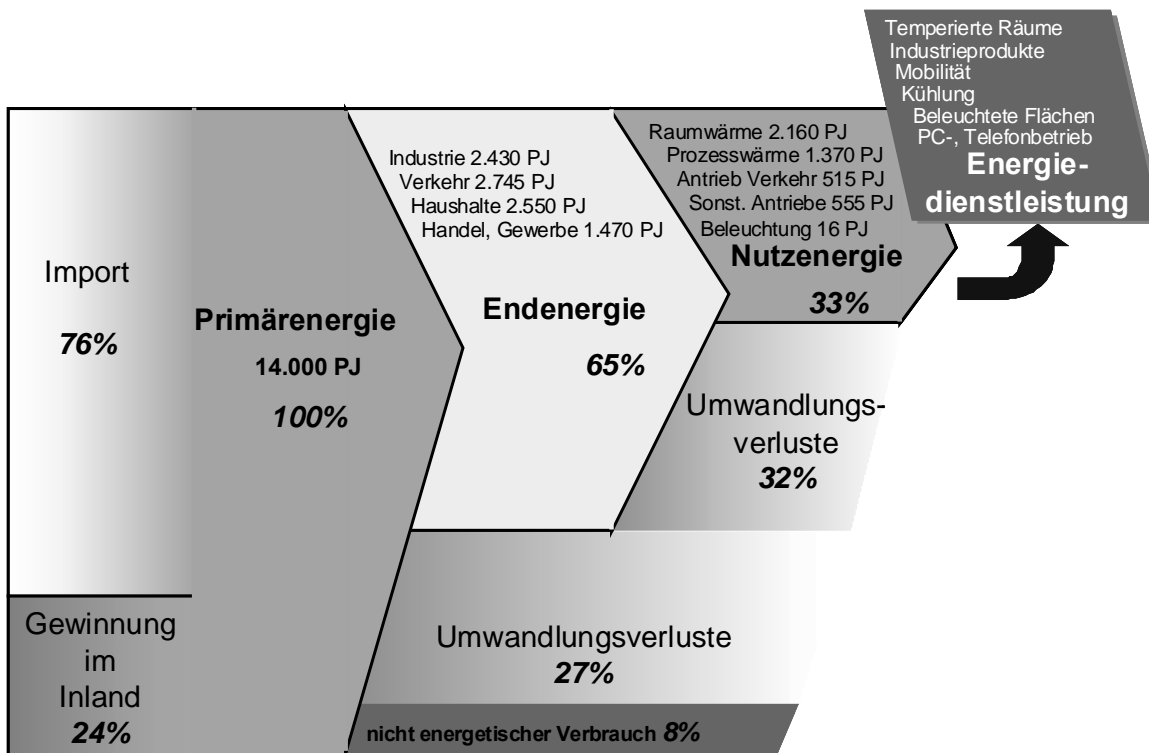
Potenziale und Umweltwirkung einer nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse

Prof. Dr. Dr. h.c. Alois Heißenhuber, Dipl. Ing. agr. (Univ.) Stefan Berenz, Lehrstuhl für Wirtschaftslehre des Landbaues, TU München, Weihenstephan

Primärenergieverbrauch und Potenziale der Landwirtschaft

Im Lauf der Entwicklung der Menschheit stieg mit zunehmendem Komfort und Wohlstand auch der individuelle Energieverbrauch. Der Energieverbrauch des Sammlers vor einer Million Jahre stieg von rund 2.000 Kilokalorien bis heute auf das 70-fache. Der Anteil der in der Nahrung enthaltenen Energie wurde im Vergleich zum übrigen Energieverbrauch mit zunehmender Technisierung verschwindend klein. Die Industrialisierung war erst durch den Einsatz fossiler Energieträger zu realisieren. Heute beträgt der tägliche Primärenergiebedarf pro Person in Deutschland rund 135 Kilowattstunden (Heinloth 1993, BMWA 2005).

Neben dem Umfang des Primärenergiebedarfs veränderte sich auch die Struktur zu einer nahezu vollständigen Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Der heutige Energiebedarf besteht darüber hinaus weitestgehend aus hochwertigen Endenergieträgern wie elektrischen Strom oder normierten Treibstoffen. Während der Umwandlungsprozesse zu diesen Endenergieträgern sowie schließlich bei deren Nutzung treten erhebliche Verluste auf. Diesen Sachverhalt stellt Abbildung 1 am Beispiel Deutschland dar. Neben den Konversionsverlusten fällt eine starke Importabhängigkeit des deutschen Energiesektors auf. Lediglich ein Viertel der in Deutschland benötigten Primärenergie kann im eigenen Land bereitgestellt werden.



nach RAT FÜR NACHHALTIGE ENTWICKLUNG 2003, AG ENERGIEBILANZEN 2005

Abb. 1: Energienutzungssystem in Deutschland

Diese starken Abhängigkeiten zum einen von fossilen und somit erschöpflichen Rohstoffen und zum anderen von den internationalen Märkten lassen die Suche nach Alternativen sinnvoll erscheinen. Eine Alternative stellen die erneuerbaren Energien dar. Deren Anteil am gesamten Primärenergiebedarf beträgt heute rund 4 Prozent, wobei etwa die Hälfte aus der Nutzung von Brennholz zur Wärmeversorgung besteht. Weitere gewichtige Anteile nehmen Wasser- und Windkraft ein (BMU 2005). Gemessen am gesamten Primärenergiebedarf spielen Energieträger basierend auf Anbaubiomasse eine noch sehr kleine Rolle. Deren Verwertungsmöglichkeit ist jedoch äußerst vielseitig. So können aus den verschiedensten landwirtschaftlich erzeugten Rohstoffen elektrischer Strom, Wärme oder Treibstoffe bereitgestellt werden. Das Potenzial der Anbaubiomasse ist allerdings beschränkt. Dieses soll im Folgenden exemplarisch an einem vereinfachten Biomasse-Energie-Mix aus Weizen, Raps und Mais abgeleitet werden (Tabelle 1).

Tab. 1: Primärenergieerzeugung ausgewählter landwirtschaftlicher Kulturpflanzen

Kultur	Erntegut	Ertrag t/ha	Primärenergie GJ/ha
Weizen	Korn	7	105
	Stroh	5	75
	Korn + Stroh		180
Raps	Korn	3,5	85
Mais	Silage	45	250

eigene Darstellung nach FNR 2005

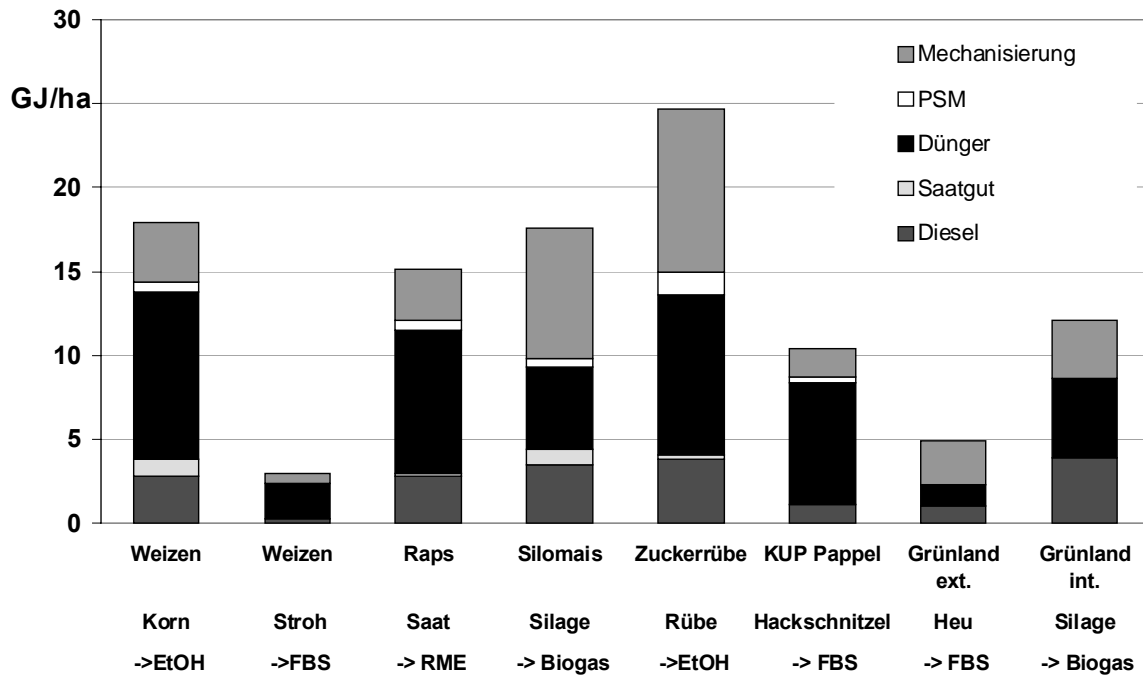
Tabelle 1 zeigt die Bruttoenergieerzeugung dreier Kulturen. Bei einem Energiebiomasse-Mix dieser drei Kulturen zu je einem Drittel auf einer Fläche von einer Million Hektar landwirtschaftlicher Nutzfläche könnten somit 1,2 Prozent des derzeitigen Primärenergiebedarfs gedeckt werden. Selbst bei einem Anbau höchst effizienter Pflanzen wird deutlich, dass das Potenzial der Biomasse zur Energiebereitstellung auf einen einstelligen Prozentbereich des gesamten Primärenergieverbrauchs heutiger Tage beschränkt bleiben wird.

Neben der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen wird eine zweite Maßnahme nicht zu umgehen sein. Es gilt, die vorhandenen Ressourcen – fossiler, aber auch erneuerbarer Art – möglichst effizient zu nutzen. In einem System mit einem wesentlich niedrigeren gesamten Primärenergieverbrauch als heute zu Tage kann der relative Anteil der erneuerbaren Energiequellen einen bedeutenden Anteil einnehmen.

Ökobilanzieller Vergleich verschiedener Kulturen

Für den Ökobilanziellen Vergleich verschiedener Energie-Kulturen soll hier der Bereich der Nettoenergieerzeugung herausgegriffen werden. Schon aus Tabelle 1 werden die kulturspezifischen Primärenergiepotenziale deutlich. Jede landwirtschaftliche Kulturpflanzen besitzt in Abhängigkeit von Standort und Erntegut, ihr eigenes Potenzial, Sonnenenergie zu speichern. Die Information der Brutto-Energie-Lieferung allein ist jedoch nicht besonders aussagekräftig. Es gilt, die zur Erzeugung der Biomasse aufgewandte Energie zu erfassen. Neben den direkten energetischen Aufwendungen in Form von Treibstoffverbrauch treten viele indirekte Energieaufwendungen für die Erzeugung und Transport von Saatgut, Düngemittel und Pflanzenschutzmittel sowie die Bereitstellung von Maschinen und Gebäuden auf. Zusammen ergeben diese Aufwendungen den Energie-

Input zur pflanzlichen Erzeugung. Die Abbildung 2 zeigt einen Vergleich kulturartsspezifischer Energie-Inputs. Für die Ermittlung dieser Inputs wird neben den kulturartsspezifischen Anforderungen auch die Information über die Verwendung des Ernteguts benötigt, da zum Beispiel die Düngung nach dem Nährstoffentzug erfolgt. Liegt nun ein nahezu geschlossener Kreislauf der Nährstoffe bei Anbau und energetischer Verwertung vor, so erfolgt eine Düngerrücklieferung mit entsprechender Mechanisierung. Werden die Nährstoffe mit dem Erntegut aus dem Betrieb exportiert, so liegt ein offener Kreislauf vor. Dem entsprechend müssen die Entzüge durch energieintensiv hergestellte mineralische Düngemittel zurückgeführt werden.



PSM: Pflanzenschutzmittel, KUP: Kurzumtriebsplantage, ext.: extensiv, int.: intensiv, EtOH: Ethanol, FBS: Festbrennstoff, RME: Rapsölmethylester

eigene Berechnungen

Abb. 2: Energie-Input beim Anbau ausgewählter Kulturen

Die durchgeführten Analysen brachten als Ergebnis eine große Bandbreite der Energie-Inputs. Bei den Hauptfrüchten der Ackerkulturen beträgt der Energieinput zwischen 10 und 25 GJ. Der Gewinnung des Koppelproduktes Stroh werden lediglich die Bergung sowie die Nährstoffentzüge angelastet. Die Grünlandvarianten extensive und intensive Nutzung unterscheiden sich in der Nutzungshäufigkeit, den Erträgen und der Verwendung der Erntegüter Silage oder Heu.

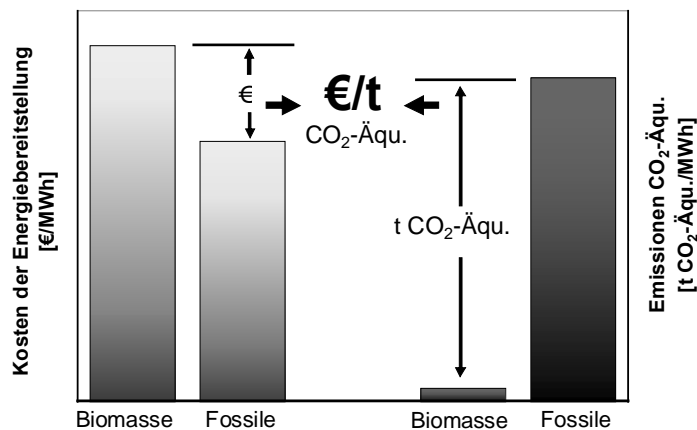
Werden nun diese Energieinputs den Brutto-Energieerträgen gegenübergestellt, so lassen sich die wesentlich aussagekräftigeren Netto-Energieerträge der Kulturen ermitteln.

Grundlagen zur Problematik der CO₂-Bilanzierung

Neben der Energie werden im Zuge der Ökobilanzierung noch weitere Bereiche, wie etwa der globale Treibhauseffekt untersucht. Die wesentlichen Gase, die den Treibhauseffekt fördern und im Bereich der Landwirtschaft auftreten, sind Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Diese Gase besitzen unterschiedliche Klimawirksamkeiten und werden per Umrechnungsfaktoren

auf die gemeinsame Basis CO₂-Äquivalent umgerechnet. Für einen Zeitraum von 100 Jahren besitzt Methan ein 23-fach höhere Klimawirksamkeit, Lachgas ist um das 296-fache klimawirksamer als Kohlendioxid (IPCC 2001). Analog der Energiebilanzierung werden bei der CO₂-Bilanzierung alle direkten und indirekten Emissionen addiert und gegenüber dem Referenzszenario bilanziert. Inwieweit ein Verfahren Treibhausgase vermeiden hilft, hängt somit nicht nur von den Emissionen direkt ab, sondern ebenso von der gewählten Referenz.

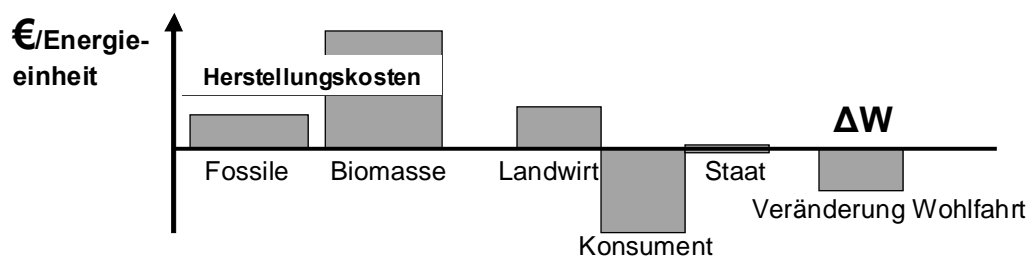
Ausgehend von den Emissionen des Verfahrens und seiner Referenz können die CO₂-Minderungskosten ermittelt werden. Hierbei werden den eingesparten Emissionen die Mehrkosten des CO₂ vermeidenden Verfahrens gegenüber gestellt (Abb. 3). Auch hierbei hat die gewählte Referenzsituation mit ihren spezifischen Emissionen und den Bereitstellungskosten des erzeugten Gutes einen wesentlichen Einfluss.



eigene Darstellung

Abb. 3: Vorgehensweise zur Ermittlung der CO₂-Minderungskosten

Es gilt, neben den reinen Produktionskosten auch die monetären gesellschaftlichen Effekte wie Auswirkungen auf den Staatshaushalt sowie auf den Konsumenten in die Kalkulation mit einzubeziehen. Abbildung 4 zeigt die Wohlfahrtseffekte der am Beispiel der Stromerzeugung unter den Bedingungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes.



eigene Darstellung

Abb. 4: Wohlfahrtseffekte der Energiebereitstellung aus Biomasse

Es wird davon ausgegangen, dass das Biomasse-Verfahren insgesamt weniger Treibhausgase emittiert, als das fossile Referenzverfahren. Daraus ergibt sich bei Wahl des Biomasse-Verfahrens eine CO₂-Einsparung. Insgesamt sind die Herstellungskosten je Energieeinheit im Biomasse-Verfahren i. d. R. höher als bei der fossilen Referenz. Im Beispiel profitiert der Landwirt als Ener-

gieproduzent, während der Konsument die Mehrkosten zu tragen hat. Für die Gesellschaft insgesamt entstehen Mehrkosten, welche die CO₂-Minderungskosten bestimmen. Diese Mehrkosten hängen stark ab von den Preisen auf den fossilen Energiemärkten weshalb ein heute Minderungskosten verursachendes Verfahren in naher Zukunft u. U. sogar einen Nutzen, d. h. negative gesellschaftliche Kosten, erzeugen könnte.

Fazit und Ausblick

Der Sektor Landwirtschaft besitzt ein begrenztes Vermögen, Primärenergie bereitzustellen. Nichts desto trotz bietet die Biomasse ein weites Spektrum an Rohstoffen und Verwendungsmöglichkeiten zur energetischen Verwertung. Während der Etablierung der verschiedensten erneuerbaren Energiesysteme darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die regenerativen Energien nur dann einen erheblichen Anteil der gesamten Energieversorgung einnehmen können, wenn das komplette Energiesystem an sich in vielen Bereichen wesentlich effizienter gestaltet wird.

Neben der reinen Bruttoenergieleistung der Kulturen gilt es nach Abzug des Energie-Inputs die Nettoenergieerträge sowie die Verwendungsabsicht der Erntegüter zu betrachten. Grundsätzlich liefert eine Ganzpflanzen-Verwertung höhere Nettoerträge als die Verwertung lediglich einzelner Pflanzenteile.

Die Ableitung der CO₂-Minderungskosten beeinflussen mehrere Faktoren. So hat neben den spezifischen Emissionen des betrachteten Verfahren die gewählte Referenzsituation, gegen die bilanziert werden soll, einen erheblichen Einfluss auf das Ergebnis.

Unter der Prämisse höchster Effizienz in allen Sektoren kann die Biomasseproduktion bzw. die Energieerzeugung einen stabilen Pfeiler in einer zukünftigen Energieversorgung darstellen.

verwendete Quellen

AG ENERGIEBILANZEN (2005): Primärenergieverbrauch. <http://www.ag.energiebilanzen.de>.
Abgerufen am 1.6.2005.

BMU, BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (2005):
Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Berlin. Stand: Juni 2005.

BMWA, BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT (2005): Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung. <http://www.bmwa.bund.de/>. Abgerufen am 17.11.2005.

FNR, FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (2005): Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. FNR, Gülzow.

HEINLOTH, K. (1993): Energie und Umwelt: Klimaverträgliche Nutzung von Energie. B.G. Teubner, Stuttgart.

IPCC, INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (2001): Climate Change 2001: The Scientific Basis. Cambridge University Press, Cambridge, New York.

RAT FÜR NACHHALTIGE ENTWICKLUNG (2003): Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft – Leitlinien einer modernen Kohlepolitik und Innovationsförderung.

Stromerzeugung mit Biogas – ökologische Aspekte

Franz Reitberger, LfU

Der Bestand an Biogasanlagen hat sich in den letzten Jahren vervielfacht. Die Entwicklung ging hin zu größeren Anlagen mit höheren Leistungsklassen. Nach Einschätzung des Fachverband Biogas wird sich dieser Trend in den nächsten Jahren weiter fortsetzen.

Verschiedenste Einsatzstoffe und neu entwickelte Verfahrenstechniken werfen jedoch Fragen zu den damit verbundenen Umweltauswirkungen auf. Im Rahmen der Erstellung des Biogashandbuch Bayern wurden daher die wesentlichen ökologischen Aspekte untersucht. Eine Arbeitsgruppe aus Mitarbeitern der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, der Technischen Universität München und des Bayerischen Landesamts für Umwelt betrachtete insbesondere die Nähr- und Schadstoffe in Ausgangssubstraten und Gärrückständen, gasförmige Emissionen, Aspekte der Hygiene sowie die Energiebilanz und den Treibhauseffekt. Es wurden jeweils relevante Stoffe und Messwerte aus Praxisanlagen genannt. Außerdem wurden die Zusammenhänge beschrieben, die zwischen dem Nähr- und Schadstoffeintrag, den Reaktionen während der Behandlung sowie den angeschlossenen Aufbereitungs- und Reinigungsverfahren bestehen (www.bayern.de/lfu/abfall/biogashandbuch/kapitel/kap16.pdf).

Aus Biogasanlagen werden Stoffe auf verschiedenen Wegen freigesetzt: mit dem gebildeten Gas (Luftpfad), mit dem in verschiedenen Teilprozessen entstehenden Abwasser (Wasserpfad) und mit den festen bzw. schlammförmigen Rückständen (Feststoffpfad). Darüber hinaus zählen auch Gerüche und Lärm zu den umweltbeeinflussenden Emissionen. Generell bestimmen die Substrate, aber auch das technische Verfahren, wie viele und welche Stoff- und Energieströme und Emissionen entstehen und damit auch die möglichen Wirkungen. Positiv sind hier insbesondere Beiträge zum Klima- und Ressourcenschutz zu nennen. Negativ können sich Schadstoffe z. B. auf Ökosysteme oder die Gesundheit auswirken.

Die gezielte Rückführung der Nährstoffe mit dem Gärrest als **Dünger** schont Ressourcen. Während der Vergärung treten so gut wie keine Nährstoffverluste auf. Zur gezielten Düngung sollten die Nährstoffgehalte der Gärreste möglichst durch die Untersuchung repräsentativer Proben festgestellt werden.

Gasförmige Emissionen treten sowohl bei der Biogaserzeugung wie auch bei der Biogasnutzung im Verbrennungsmotor auf, z. B. Gerüche und Ammoniak bzw. Kohlenmonoxid (CO), Stickstoffoxide (NO₂) und Schwefeldioxid (SO₂). Bei der Biogaserzeugung beeinflussen die Substrate und die chemisch/biologischen Umwandlungsprozesse die Emissionen. Biogasanlagen sollten daher möglichst gekapselt ausgeführt sein (Eingabebereich und Endlager). Emissionen aus Biogasverbrennungsmotoren sind abhängig von den Biogasinhaltsstoffen, der Motorentechnik, der Abstimmung der Motoren auf z. T. wechselnde Gasqualitäten, dem Wartungszustand sowie bei Zündstrahlmotoren vom Zündölanteil. Inwieweit die Emissionen durch regelmäßige Motorenwartung gemindert werden können, ist derzeit Gegenstand eines Forschungsprojektes.

Eine nennenswerte Zusatzbelastung der landwirtschaftlich genutzten Böden durch **Schadstoffeinträge aus Gärresten** ist in der Regel nicht gegeben, wenn als Einsatzstoffe Wirtschaftsdünger, NawaRo oder die in Anhang 1 der BioAbfV genannten Substrate eingesetzt werden. Ein Problem stellen die hohen Kupfer- und Zinkgehalte v. a. bei Schweinegülle dar, die aus der Fütterung

herrühren, und z. T. bereits im Ausgangssubstrat über den Grenzwerten der BioAbfV liegen. Hier ist ein Ansatz in der Änderung der Spurenelementzusätze in der Fütterung und Änderung der Futtermittel-Verordnung zu sehen. Unsicherheit besteht noch über die Wirkung von Antibiotika in Gärresten.

Hygienische Aspekte sind bei Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Risiken für Mensch, Tier und Pflanzen zu bewerten. Das Vorkommen von infektiösen Organismen (Bakterien, Viren oder Parasiten) hängt von den Einsatzstoffen ab. Beispielsweise bergen tierische Nebenprodukte (Tierkörper(teile) oder Speisereste) oder ggf. auch infektiöse Pflanzenreste ein hohes hygienisches Risiko. Rahmenbedingungen für den ordnungsgemäßen Einsatz werden im Biogashandbuch Bayern genannt.

Die **Energiebilanz** ist ein wichtiger Teil der Ökobilanz. Insbesondere bei den Treibhausgasemissionen weist die Stromerzeugung mit Biogas Vorteile gegenüber anderen regenerativen und fossilen Energieträgern auf (z. B. Wind, Sonne bzw. Erdgas, Kohle). Dies kann einzelbetrieblich jedoch in einem weiten Bereich variieren. Verbesserungen der Energiebilanz sind möglich z. B. durch die Wahl der Einsatzstoffe (Kosubstrate), die Realisierung von Wärmenutzungskonzepten, die Abdeckung der Gärrestlager, die Verwendung von emissionsarmen Gärrest-Ausbringtechniken und den Einsatz von modernen Biogas-Verbrennungsmotoren mit hohem Wirkungsgrad.

Eine Reihe von Gesetzen, Verordnungen und Richtlinien dienen dem Ziel erhebliche Beeinträchtigungen, schädliche Umwelteinwirkungen und Gesundheitsrisiken zu vermeiden und einen größtmöglichen Beitrag zum Klima- und Ressourcenschutz bzw. zur nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung zu leisten.

- Für Emissionen des Luftpfades gilt z. B. das Bundes- Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft).
- Bei den Emissionen des Wasserpfades müssen berücksichtigt werden z. B. das Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushaltes (WHG), die Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer, AbwV -Abwasserverordnung, die jeweils gültigen Landeswassergesetze und -Verordnungen sowie die Ortssatzungen der Gemeinden und Städte.
- Die Emissionen des Feststoffpfades werden begrenzt durch z. B. das Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen (Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz – KrW-/AbfG), das Bayerische Abfallwirtschaftsgesetz (Bay-AbfG), die Bioabfallverordnung (BioAbfV), die Klärschlammverordnung (AbfKlärV).
- Lärmemissionen sind z. B. nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz und der TA Lärm zu begrenzen.
- Im Interesse des Klima- und Ressourcenschutz bzw. zur nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung wird die Verstromung von Biogas im Rahmen des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) gefördert. Daraus ergeben sich für die Genehmigung, für die Errichtung und den Betrieb von Biogasanlagen diverse Anforderungen, auf die ausführlich im Kapitel 2 „Genehmigungsverfahren“ eingegangen wird.

Die hieraus abzuleitenden Anforderungen an den Bau und Betrieb von Biogasanlagen werden z. B. je nach Anlagengröße, Einsatzstoffen, Nähe zur Wohnbebauung und weiterer Kriterien im Biogashandbuch Bayern (www.bayern.de/lfu/abfall/biogashandbuch) beschrieben.

Es ist davon auszugehen, dass bei einem ordnungsgemäßen Betrieb die Emissionsbegrenzungen eingehalten werden und die Gärreste den für die Verwertung erforderlichen hygienischen und stofflichen Anforderungen entsprechen.

Bioenergie – Umweltfreundliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe

Stromerzeugung mit Biogas - ökologische Aspekte



Franz Reitberger

Bayerisches Landesamt für Umwelt - Abteilung Abfallwirtschaft
Referat 31, Strategien und Systeme der Kreislaufwirtschaft
E-Mail: franz.reitberger@lfu.bayern.de; Tel.: 0821/9071-5376

© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 1 -



Bayerisches Landesamt
für Umwelt

Gliederung

1. Grundlagen und Technik

- Entwicklung und aktueller Stand der Biogasnutzung
- Anlagenprinzip und Biogasentstehung
- Einsatzsubstrate und Gaserträge
- Systemvarianten

2. Ökologische Aspekte

- Nährstoffkreislauf
- Schadstoffe in Ausgangssubstraten und Gärrückständen
- Gasförmige Emissionen
- Aspekte der Hygiene
- Treibhausgasbilanz
- Nachhaltigkeit
- Anforderungen an Biogasanlagen – das Biogashandbuch Bayern
- Praxisanlagen (Beispiele)

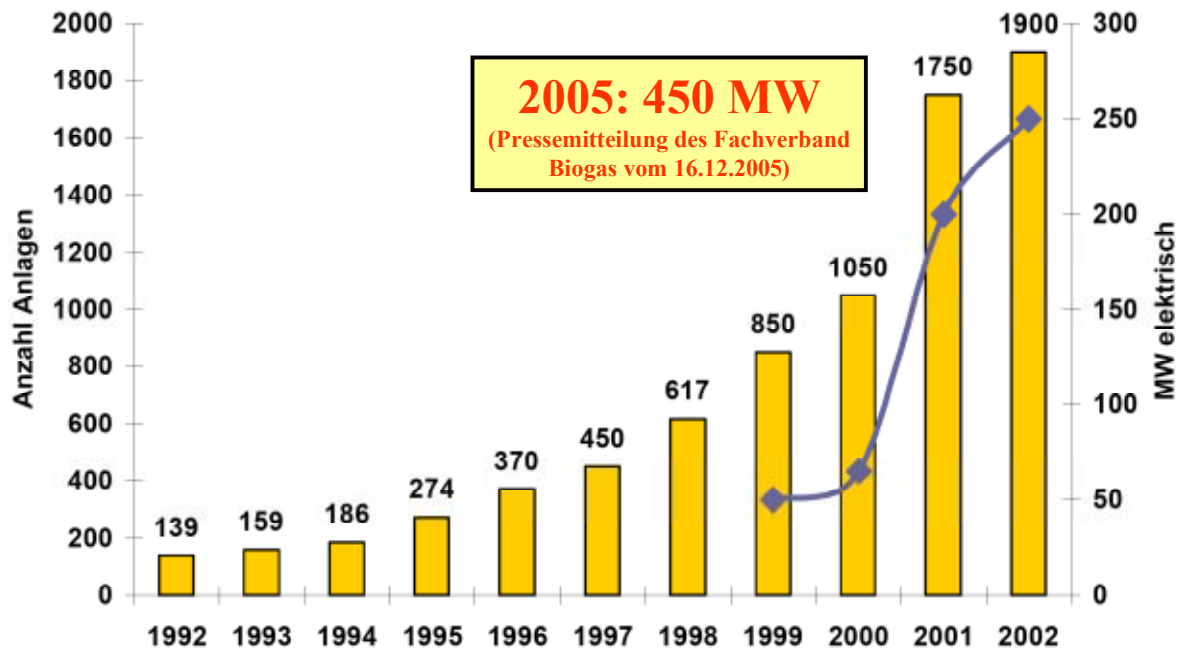
© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 2 -



Bayerisches Landesamt
für Umwelt

Biogasanlagen in Deutschland (seit 1992)



Quelle: Fachverband Biogas

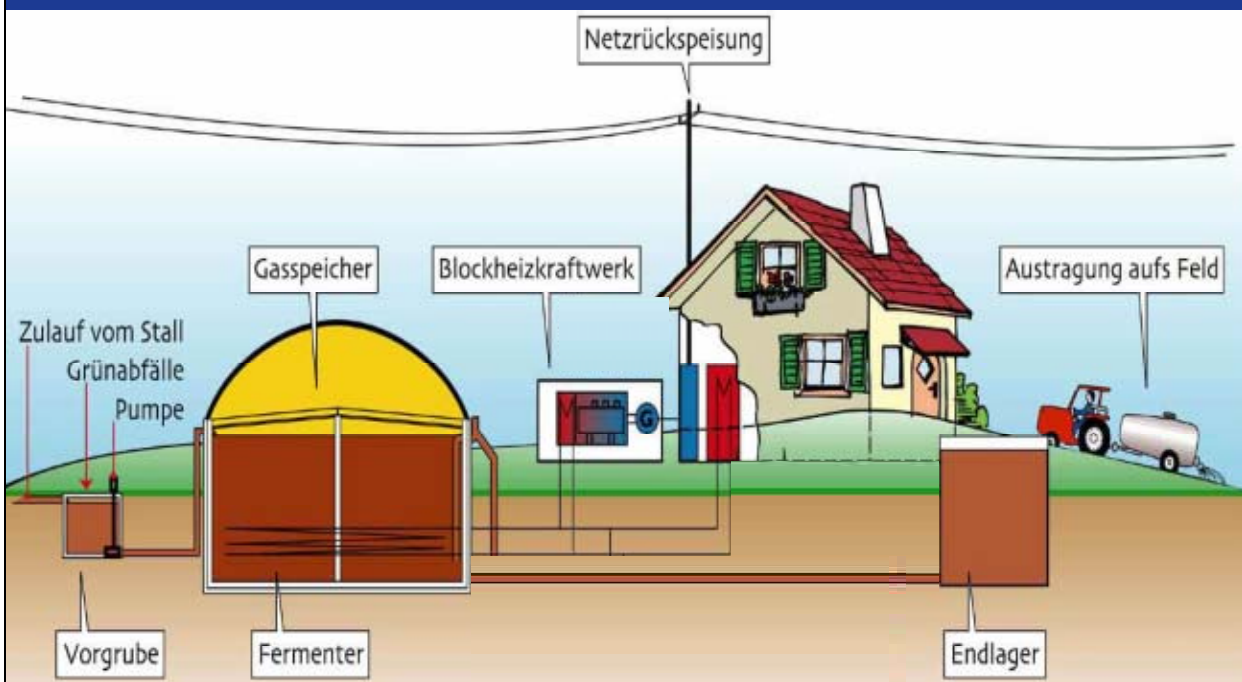
© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 3 -



Bayerisches Landesamt für Umwelt

Biogasanlagen - Prinzip



Quelle: Böhni Energie & Umwelt GmbH

© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 4 -



Bayerisches Landesamt für Umwelt

Blick in den Fermenter



Quelle: Biogashandbuch Bayern

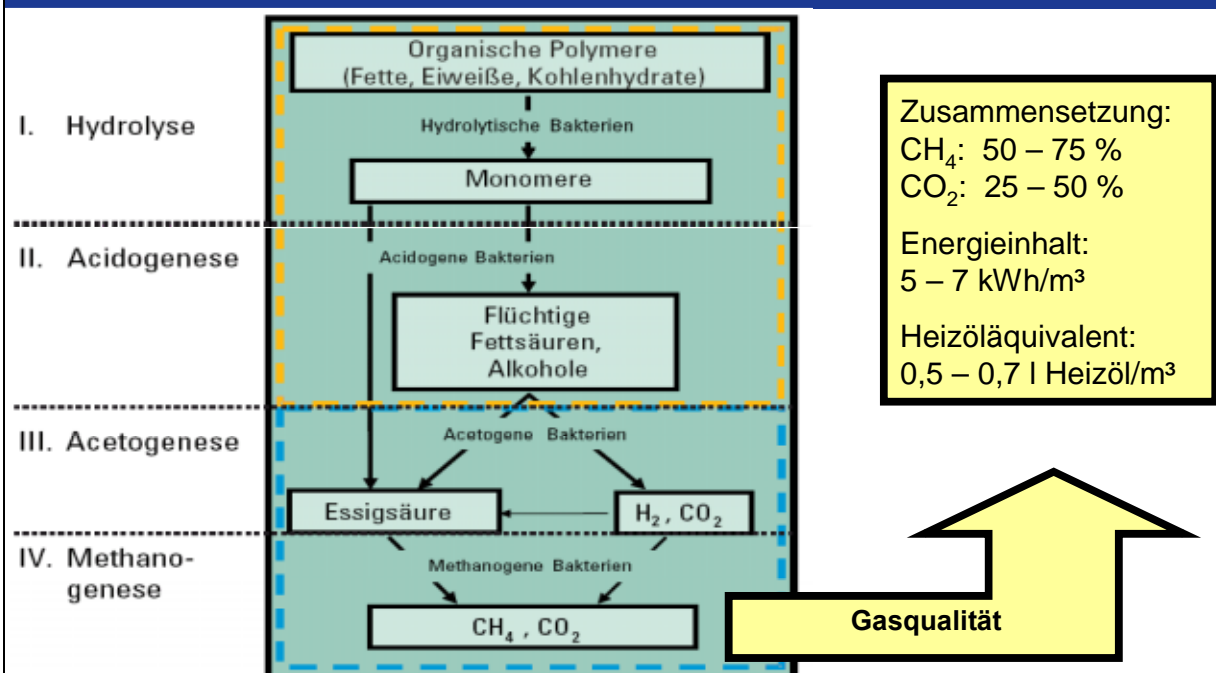
© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 5 -



Bayerisches Landesamt für Umwelt

Biogasentstehung - Prozessbiologie



Quelle: Biogashandbuch Bayern

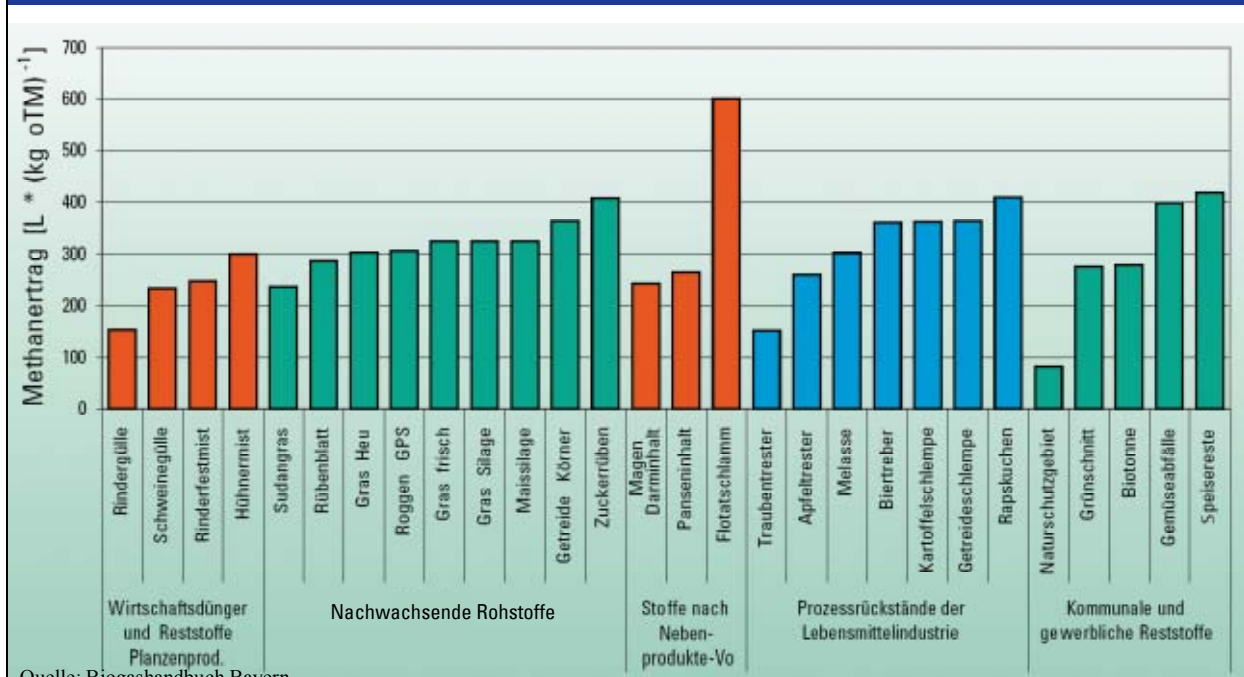
© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 6 -



Bayerisches Landesamt für Umwelt

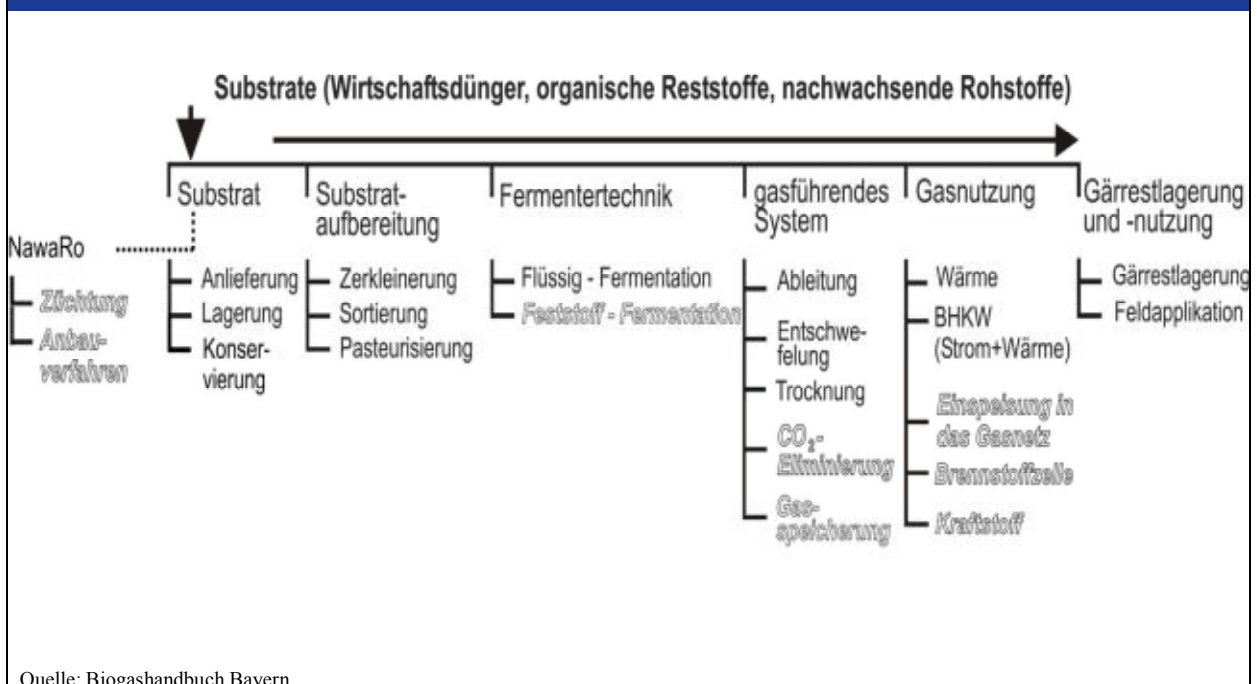
Einsatzstoffe und Gaserträge (Quantität)



Quelle: Biogashandbuch Bayern



Biogasanlagen – Varianten der Systemtechnik



Quelle: Biogashandbuch Bayern



Gliederung

1. Grundlagen und Technik

- Entwicklung und aktueller Stand der Biogasnutzung
- Anlagenprinzip und Biogasantstehung
- Einsatzsubstrate und Gaserträge
- Systemvarianten

2. Ökologische Aspekte

- Nährstoffkreislauf
- Schadstoffe in Ausgangssubstraten und Gärrückständen
- Gasförmige Emissionen
- Aspekte der Hygiene
- Treibhausgasbilanz
- Nachhaltigkeit
- Anforderungen an Biogasanlagen – das Biogashandbuch Bayern
- Praxisanlagen (Beispiele)



Ökologische Aspekte

Substrate



Systemtechnik



Betrachtete Energie- und Stoffströme

- Nährstoffkreislauf
- Schadstoffe in Gärrückständen
- Gasförmige Emissionen
- Hygiene (infektiöse Organismen)
- Treibhausgasbilanz

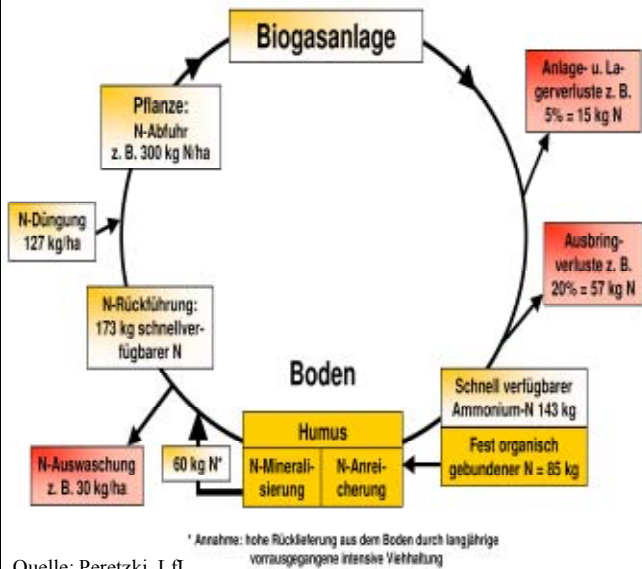
Wirkungen

- **Ressourcen**
Schonung fossiler Energieträger
- **Ökosysteme**
Eintrag von Nähr- und Schadstoffen
- **Klima**
Minderung von Treibhausgasen
- **Gesundheit**
Belastungen durch Lärm, Gerüche, Keime u. Schadstoffe



Nährstoffkreislauf

N-Kreislauf im Biogasbetrieb mit NawaRos, (N-Denitrifikation = N aus Lufteintrag, ohne Legumino.)



Quelle: Peretzki, LfL

- Ersatz von Mineraldüngern, zusätzlicher Stickstoffeintrag durch Leguminosen => Biobetrieb
- geringere Stickstoffverluste als bei Biomasseverbrennung (dort 100% N-Verluste)
- Stickstoffverluste minimieren, z.B.:
 - Endlagerabdeckung
 - Schleppschlauch-Ausbringung
 - bedarfsgerechte Düngung (Grundwasserschutz)

Nährstoffkreislauf – empfohlene Ausbringzeiten und -mengen

Früchte	NH ₄ -N-Menge pro ha u. Jahr	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jan.	Febr.	März	April	Mai	Juni
Silomais, Körnermais	90										45-80		30-45 ¹⁾
Futtermülsen	75									30-75			
Kartoffeln	45									30-45			
Winterraps	75		30-40 ²⁾							30-60 ³⁾			
Winterweizen, Triticale	60			25 ²⁾						30-45 ²⁾			
Wintergerste	60		30 ²⁾							30-45 ²⁾			
Sommerweizen	60									30-45 ²⁾			
Sommergerste (Futter)	45									30-45			
Hafer	45									30-45			
Kleegras (50 % Leguminosen)	60	25-40 ²⁾								25-30			25-40
Feldfutter (ohne Leguminosen)	120	30-40		30-40 ⁴⁾						30-60			30-40
Zwischenfrucht ⁵⁾ , Stroh ⁶⁾	40 ⁷⁾	30-40											
Grünland	120 ⁸⁾	25-40 ²⁾			25-40 ²⁾					25-40 ²⁾			25-40 ²⁾

^{*)} Die empfohlene Aufwandmenge pro ha und Jahr gilt für ein gutes Ertragsniveau (z.B. 70 dt/ha Weizen).

- Empfohlene Ausbringzeit bei durchschnittlichen Standortbedingungen
- 30-45 Empfohlene Ausbringmenge an Ammonium-N (kg/ha), ohne Berücksichtigung von Ammoniakverlusten nach der Ausbringung.
- Ausbringverbot vom 15. Nov. bis 15. Jan. Evt. zeitl. Verschiebung bei Grünland möglich

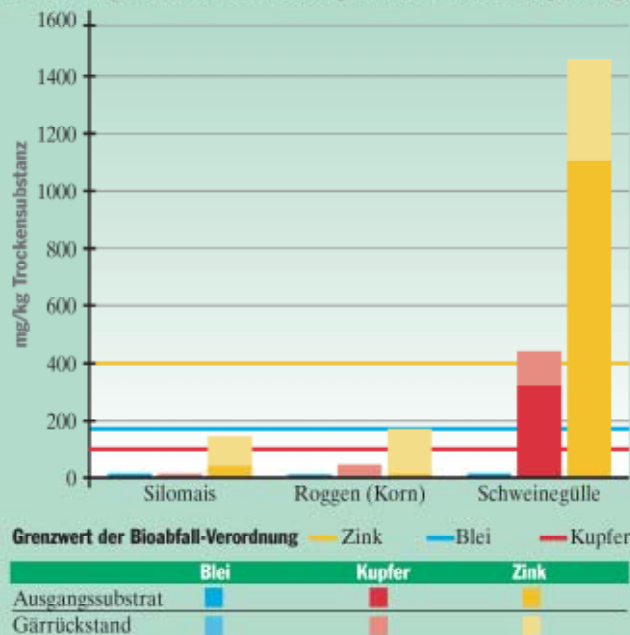
- 1) Zwischen die Reihen einarbeiten
- 2) Nur auf Standorten, wo Herbst-Stickstoffgabe erforderlich
- 3) Zweimalige Gabe möglich
- 4) Nur bei überwinternden Pflanzenbeständen
- 5) Zwischenfrucht überwintern oder möglichst spät einarbeiten
- 6) Bei Strohdüngung ohne Zwischenfrucht meist nicht empfehlenswert
- 7) Bei Grünland die Nährstoffe der Gülle zur Folgefurche berücksichtigen
- 8) Einzelgabe von 40 kg Ammonium-N/ha und empfohlene Gesamtmenge nur bei intensiver Bewirtschaftung (4-5 Nutzungen)

⇒ Gezielte Düngung auf Grundlage von Nährstoffuntersuchungen

Quelle: Peretzki, LfL

Schadstoffe in Ausgangssubstraten und Gärreständen

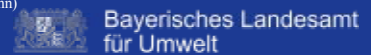
Erhöhung der Schwermetallgehalte durch Vergärung



- Schwermetalle werden nicht biologisch abgebaut
 - ⇒ höhere Konzentrationen im Gärreststand (pro kg TS).
- hohe Kupfer- und Zinkgehalte v.a. bei Schweinegülle
 - ⇒ EG-Verordnung (26.01.04) senkt zulässige Höchstgehalte in Futtermitteln
- in der Regel keine Zusatzbelastung durch Schadstoffeinträge aus Gärresten in Böden
- Antibiotika im Gärrest?

Quelle: LfL: http://www.lfl.bayern.de/arbeitschwerpunkte/as_biogas/10904/linkurl_0_2_0_8.pdf (F. Peretzki, Ch. Müller, T. Dittmann)
 © LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 13 -



Gasförmige Emissionen – Gerüche und Ammoniak



- ⇒ gekapselte Ausführung (insb. Eingabebereich und Endlager)
- ⇒ emissionsarme Gärrestausrückführung (Schleppschlauch)

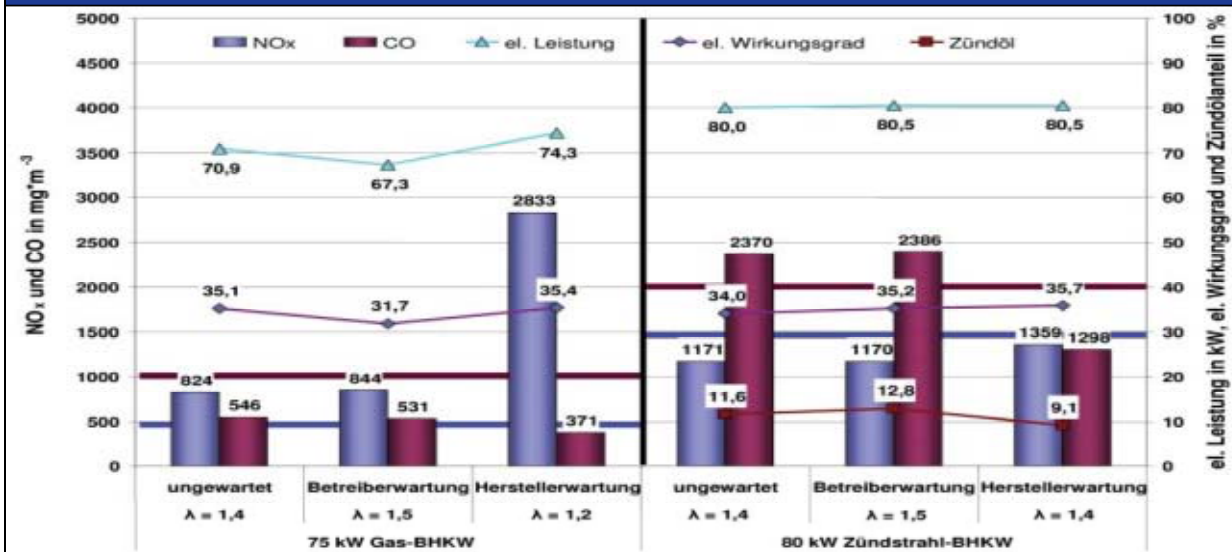
Quelle: LfL

© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 14 -



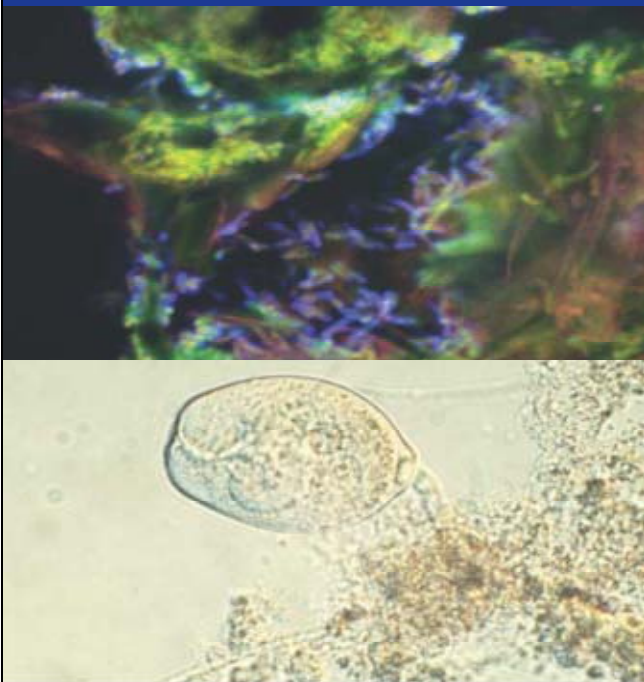
Gasförmige Emissionen – Motorenemissionen



- ⇒ Einsatz moderner emissionsarmer Motoren
- ⇒ Wartungskonzepte => laufendes Forschungsvorhaben der LfL

Quelle: LfL: http://www.lfl.bayern.de/publikationen/datenerfassung/informationen_url_1_64.pdf

Hygiene

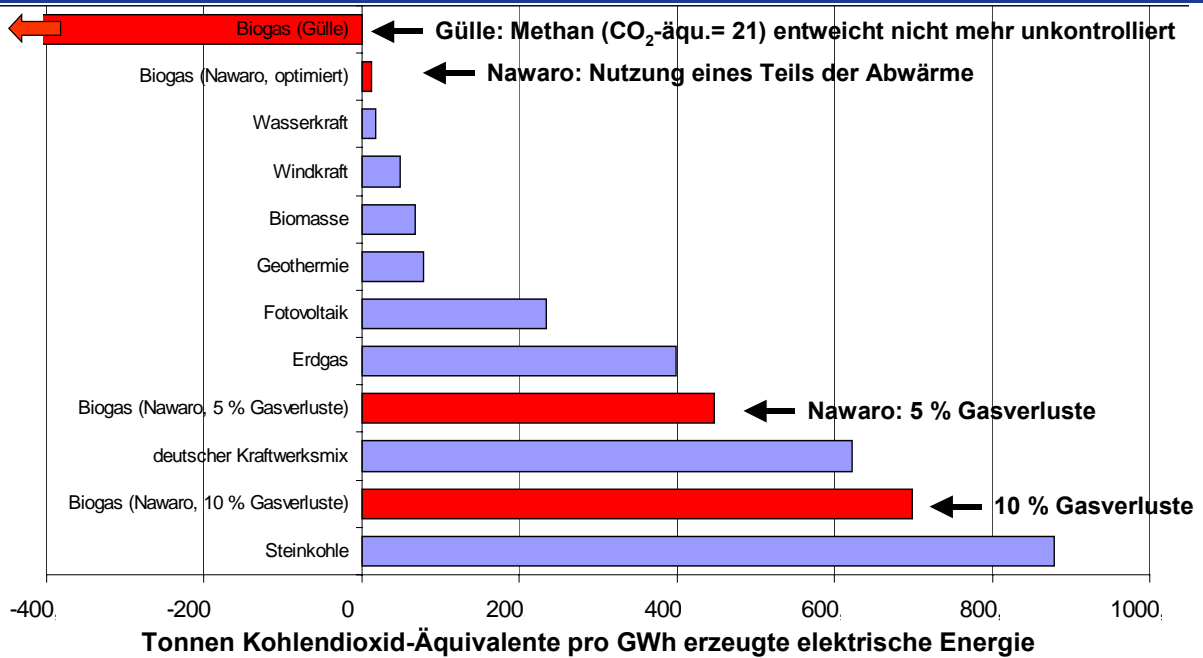


■ Möglicher Eintrag von infektiösen Organismen durch Einsatzstoffe:

- tierische Nebenprodukte
Tierkörper, Tierkörper Teile
Speisereste
- infektiöse Pflanzenreste

⇒ Rahmenbedingungen zur Hygienisierung beachten:
z.B. Pasteurisierung der Einsatzstoffe

Treibhausgasbilanz



© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 17 -

Bayerisches Landesamt für Umwelt

Treibhausgasbilanz: Folgerungen

- Vorteile gegenüber anderen regenerativen und fossilen Energieträgern (insbesondere vermiedene Emissionen bei Gülleeinsatz)
- Einzelbetrieblich Optimieren z.B.:
 - **Gasverlusten vermeiden** (Überdruckventil oder Nachgärung in nicht abgedeckten Gärrestlagern)
 - **energetische Potenziale** nutzen (Abwärmenutzung und Restgasnutzung)
 - **Wirkungsgrad der Biogas-Verbrennungsmotoren**
 - **Anlagenwirkungsgrad** (optimale Prozessparameter), z.B.
 - hohe Umsatzrate der Organik (Ausgärgrad) und
 - hohe Anlagenverfügbarkeit

© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 18 -

Bayerisches Landesamt für Umwelt

Nachhaltigkeit

Drei Säulen der Nachhaltigkeit: Ökologie, Ökonomie und Soziales

Biogas und Nachhaltigkeit - Überlegungen:

- **Schonung fossiler Lagerstätten:** Öl, Gas, Kohle
- **Treibhausgasminderung** (Beitrag zum Klimaschutz)
- **Einkommensquellen** im ländlichen Raum
- **Energieversorgung für Entwicklungsländer**
 - eigenständige Energieversorgung
 - Alternative zur Holznutzung (Holzmangel)

z.B. Nepal: Bau von 115.000 Klein-Biogasanlagen von 1993-2004 (Gasverluste?)
- **Sicherung der Energieversorgung** (Unabhängigkeit von Energieimporten)
- **Diskussionspunkte:** „**ökologische, ökonomische und soziale Standards**“ für Biomasse im Anbau, Handel und im Einsatz
Integration mit Nahrungsmittel-, Holzproduktion und Erhalt von Ökosystemen
(Themen z.B.: Globalisierung, Flächenkonkurrenz, Preisentwicklung,)“

Vorgaben zum Umwelt- Gesundheits- und Verbraucherschutz



Umweltfachliche Anforderungen an Biogasanlagen – das Biogashandbuch Bayern

Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz



Biogashandbuch Bayern



Stand: 15. November 2004

Ziele:

- einheitliche Genehmigungs- und Überwachungsstandards
- Zusammenführung der Rechtsbereiche
- einfache Handhabung, „roter Faden“
- Ableitung der Anforderungen für den jeweiligen Biogasanlagentyp (z.B. abhängig von der Anlagengröße, den Einsatzstoffen, der Nähe zur nächsten Wohnbebauung usw.)
- erstellt in Zusammenarbeit mit den betroffenen Ressorts, Fachbehörden und Fachverbänden
- Internet:
www.bayern.de/lfu/abfall/biogashandbuch/

© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 21 -



Bayerisches Landesamt für Umwelt

Praxisanlagen (Beispiele)

■ Biogasanlage Miller Bioenergie GmbH:

- Gasspeicher über Nachgärbehälter
- Düngemittelproduktion durch Vergärung von Leguminosen für angeschlossene viehlose Biobetriebe

■ Biogasanlage Graf zu Eltz:

- Abwärme des Motors heizt Gewächshaus einer Gärtnerei

© LfU / Abt. 3 / Franz Reitberger/ 2006

- 22 -



Bayerisches Landesamt für Umwelt

Zusammenfassung und Fazit

- Eine **Vielzahl von ökologischen Aspekten sind zu berücksichtigen** (z.B. Nähr- und Schadstoffe, gasförmige Emissionen, Hygiene, Treibhausgase, Nachhaltigkeit,)
- **Hieraus leiten sich Anforderungen an Biogasanlagen ab**, je nach Anlagengröße, Einsatzstoffen, ... (siehe Biogashandbuch Bayern)
- Bei ordnungsgemäßem Betrieb **werden die Emissionsbegrenzungen eingehalten und der Gärrest entspricht** den für die Verwertung erforderlichen hygienischen und stofflichen **Anforderungen**.
- Im Bereich der **klimaschonenden und nachhaltigen Energieerzeugung** können Biogasanlagen einen **großen Beitrag** leisten. **Optimierungspotenziale hierfür sollten erschlossen werden**

Fazit: Die Biogasnutzung bietet ökologische Vorteile, wenn entsprechende Anforderungen an Einsatzstoffe Technik und Verfahrensführung erfüllt sind



Ausblick

- Fortschreibung des Biogashandbuchs Bayern: Einbindung neuer Erkenntnisse, Entwicklungen, rechtlichen Rahmenbedingungen, usw.
- Diskussionen zur Nachhaltigkeit, zum Klimawandel und zum Beitrag der Treibhausgasminde rung durch Biogasanlagen (z.B. CO₂-Zertifikate)
- Best-Practice Biogasanlagen - Definitionen
- Forschung des StMUGV/LfU z.B.:
 - Wärmenutzungskonzepte bei kleinen Biogasanlagen
 - Motoreffizienz und Emissionssituation
 - Anlageneffizienz (z.B. Erhöhung des Ausgärungsgrads)



Kraftstoffe aus erneuerbaren Ressourcen – Potenziale, Herstellung, Perspektiven

Dieser Beitrag ist bereits erschienen in: Nova Acta Leopoldina NF 91, Nr. 339, S. 239 (2004).

Mit freundlicher Genehmigung des Autors.

Dr. Michael Specht, Ulrich Zuberbühler, Andreas Bandi, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart

Inhalt

1. Zusammenfassung / Summary
2. Einleitung: Warum regenerative Kraftstoffe?
3. Ressourcen für die Erzeugung regenerativer Kraftstoffe
 - 3.1 Technisches Biomassepotenzial
 - 3.2 „Freies“ Biomassepotenzial für die Kraftstoffbereitstellung
 - 3.3 Kraftstoff-Flächenerträge bei unterschiedlichen Herstellungspfaden
 - 3.4 Bedeutung regenerativ erzeugter Elektrizität für die Kraftstofferzeugung
4. Regenerative Kraftstoffe und deren Bereitstellungspfade
 - 4.1 Kraftstoffoptionen
 - Pflanzenöle / Pflanzenölester
 - Ethanol
 - Wasserstoff
 - Methanol
 - Dimethylether (DME)
 - Synthetische Benzin- / Dieselmotorkraftstoffe
 - Erdgassubstitut (SNG)
 - 4.2 Technische Bereitstellungspfade
 - Kraftstoffe aus Ölpflanzen
 - Ethanol durch alkoholische Gärung
 - Erdgassubstitut aus der anaeroben Vergärung
 - Kraftstoffe aus Synthesegas / Synthesegaserzeugung
 - Herstellung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen
5. Kosten und CO₂-Emissionen regenerativer Kraftstoffe
6. Perspektiven
7. Literatur

1. Zusammenfassung

Biomassepotenziale zur energetischen Nutzung sind zwar limitiert, sie können aber einen erheblichen Teil des Energiebedarfs decken. Unter der Annahme, dass 50 % der energetisch nutzbaren Biomasse für die Kraftstofferzeugung zur Anwendung im Verkehrsbereich verwendet werden, ergibt sich – bei einem moderaten Zubau von Energiepflanzen auf 2 Mio. Hektar – für Deutschland ein Substitutionspotenzial von ca. 7 %. Aufgrund der Energieverbrauchsstrukturen und der zur Verfügung stehenden Agrarflächen resultieren für die Europäische Union deutlich höhere Anteile von ca. 11 % für die EU-15 bzw. ca. 17 % für die EU-27. Das weltweite Potenzial beträgt ca. 27 %. In Ländern mit zukünftig sinkendem Kraftstoffverbrauch wie Deutschland, können die Substitutionspotenziale auch deutlich überschritten werden.

Ein wesentliches Entscheidungskriterium für einen Kraftstoffpfad ist aufgrund der begrenzten Anbaufläche der Flächenenertrag. Die spezifischen Flächenenerträge von Kraftstoffen aus angebaute Biomasse unterscheiden sich je nach Agrarprodukt und Konversionspfad erheblich und liegen für Mitteleuropa in einer Bandbreite von ca. 11 MWh Biodiesel aus Raps bis ca. 40 MWh Wasserstoff aus Miscanthus (pro Hektar und Jahr). Bei einer durchschnittlichen jährlichen Fahrstrecke von 12.000 km reicht ein Hektar Anbaufläche zur Versorgung von 1,2 Fahrzeugen (Biodiesel aus Raps, heutiger Durchschnittsverbrauch mit 8-l-Dieseläquivalent) bis zu 11 Fahrzeugen zukünftig (Wasserstoff aus Miscanthus, Verbrauch 3-l-Dieseläquivalent).

Die Konversionstechnologien mit hohen Flächenenerträgen sind fermentative Verfahren zur Erzeugung von methanhaltigen Produktgasen (Erdgassubstitut aus Biogas) und thermochemische Vergasungsprozesse zur Erzeugung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen aus Synthesegas. Die thermochemischen Verfahren sind jedoch – im Gegensatz zur Erzeugung von Biodiesel, Ethanol und Biogas – noch nicht Stand der Technik. Aufgrund der Technologieverfügbarkeit werden zuerst die regenerativen Kraftstoffe am Markt abgesetzt werden, die die momentan existierende Infrastruktur bedienen können. Dies sind kurzfristig Biodiesel als Reinkraftstoff und als Zumischung zu Diesel sowie Ethanol bzw. das aus Ethanol hergestellte Antiklopfmittel ETBE (Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether) als Zumischung zum Ottokraftstoff. Mittelfristig mögliche regenerative Kraftstoffe sind flüssige Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe (z. B. Benzin- und Diesel-Substitute), Methanol, Dimethylether (DME) und Erdgassubstitut (SNG). Erst sehr langfristig wird sich Wasserstoff aufgrund der hohen Infrastrukturerfordernisse als Kraftstoff für den Verkehr am Markt durchsetzen können.

Auch erneuerbare Elektrizität kann, ohne Limitierung durch biogene Ressourcen, zur Erzeugung von Kraftstoffen verwendet werden. Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff lässt sich entweder direkt als Energieträger im Verkehr einsetzen oder zusammen mit Kohlendioxid zur Synthese von synthetischen, kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen. Wegen der heutigen Stromerzeugungsstrukturen und der Nutzungskonkurrenz durch direkte elektrische Verbraucher ist die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff jedoch nur eine sehr langfristige Option.

1. Summary

A substantial part of the energy consumption could be covered by biomass. With the assumption, that 50 % of biomass, usable for energy purposes, are employed for fuel generation – and 2 million hectares agricultural area in Germany are available for energy plants – approx. 7 % of the present country's fuel consumption for transportation may be substituted by biofuels. Taking into account the agricultural areas of the EU, this potential appears substantially higher, approx. 11 % for EU-15 and 17 % for EU-27. The world-wide potential is estimated to approx. 27 %. In countries

with a decreasing fuel consumption for transport like Germany, the substitution potentials can be exceeded in the future.

Due to the limited availability of agricultural area, an important selection criterion for future fuels is the specific fuel yield per hectare cultivated area. The specific fuel yield differs substantially and ranges between approx. 11 MWh for bio-diesel made from rape seed and 40 MWh for hydrogen from miscanthus (per hectare and year). Though, considering an average mileage of 12,000 km, one hectare cultivated area can supply fuel for 1.2 vehicles (assuming bio-diesel from rape seed and present average fuel consumption of 8-l-Diesel equivalent) to 11 vehicles in future (hydrogen from miscanthus, 3-l-Diesel equivalent).

The conversion technologies which lead to high yields per hectare are fermentative processes for the production of methane containing product gases (substitute natural gas, SNG) and thermochemical gasification processes for the production of hydrogen and synthetic fuels from synthesis gas. However, thermochemical conversion is in a developing stage so far, whereas production technologies of bio-ethanol, bio-diesel and bio-gas are state of the art. Depending on the availability of technologies, first priority will be given to renewable fuels which are compatible with the current fuel supply and distribution infrastructure. These are in short term bio-diesel as neat fuel and/or as blend, as well as ethanol and/or the octane booster ETBE (Ethyl-Tertiary-Butyl-Ether) added to petrol. Medium term possible renewable fuels are Fischer-Tropsch hydrocarbons (e.g. petrol and diesel substitutes), methanol, dimethylether (DME) and SNG. Hydrogen will possibly become a generally accepted fuel in the long term only, due to its specific infrastructure requirements.

Renewable electricity as source for hydrogen may have a substantial contribution to renewable transportation fuel generation in the future, as it is not subject to the availability limitations of the biomass resources. Electrolytic hydrogen can directly be used as transportation fuel, or together with CO₂ for the synthesis of carbon based fuel. Due to the competition between direct consumption of electricity and use for electrolysis, electrolytic hydrogen will be only a long term option.

2. Einleitung: Warum regenerative Kraftstoffe?

Der Verkehrsbereich verursacht einerseits einen hohen Anteil am CO₂-Eintrag in die Atmosphäre, andererseits bewirken die Abgase des Verkehrs insbesondere in Ballungsräumen eine hohe lokale Belastung durch Luftschadstoffe. Neben der Effizienzsteigerung und Emissionsminderung konventioneller Verbrennungskraftmaschinen muss längerfristig eine grundsätzliche Änderung des Kraftstoffangebots stattfinden, die sowohl globale klimarelevante Auswirkungen als auch lokale Schadstoffbelastungen vermeidet. Dazu gehört die Einführung neuer Antriebstechniken (z. B. Brennstoffzellen) aber auch die Weiterentwicklung konventioneller verbrennungsmotorischer Konzepte, die längerfristig mit einem steigenden Anteil an regenerativen Kraftstoffen¹ versorgt werden. Ein weiterer Grund für die Einführung von regenerativen Alternativen im Kraftstoffmarkt ist die nahezu völlige Abhängigkeit des Verkehrsbereichs vom Rohöl. Während sowohl der Strom- als auch der Wärmebedarf von einem breiten Primärenergiemix gedeckt wird, ist die Kraftstofferzeugung für den Verkehr in der EU-15 mit über 99 % fast ausschließlich vom Rohöl abhängig.

¹ Als "regenerative Kraftstoffe" werden hier die Energieträger bezeichnet, die sich aus erneuerbarer Primärenergie herstellen lassen und sich insbesondere für die Anwendung im Verkehrsbereich eignen.

Für die Erzeugung von Wärme und Strom aus erneuerbaren Energien existieren eine Vielzahl von Optionen, während dies für C-basierte Kraftstoffe nur sehr eingeschränkt gilt. Von den verschiedenen Möglichkeiten, diese Kraftstoffe bereitzustellen, kommt aufgrund der Verfügbarkeit des organisch eingebundenen Kohlenstoffs und aus Kostengründen auf absehbare Zeit nur die Erzeugung aus Biomasse infrage. Erst sehr langfristig stehen neben den biogenen Ressourcen die regenerativ erzeugte Elektrizität und auch CO₂ als „Rohstoff“ (z. B. aus Luft oder Rauchgasen) für eine Herstellung von Kraftstoffen zur Verfügung, die keiner Ressourcenlimitierung unterliegen.

Die Erschließung erneuerbarer Energie für den Verkehrsbereich fand jedoch in der energiepolitischen Diskussion bisher kaum Beachtung. Wenige Ausnahmen sind z. B. in Deutschland Biodiesel und in Brasilien Ethanol. Neben diesen Kraftstoffen kommen aber eine Reihe weiterer kohlenstoffhaltiger Verbindungen in Betracht, die sich aus regenerativen Ressourcen herstellen lassen: Methanol und Dimethylether sowie flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe wie synthetische Benzin-/Diesel-Kraftstoffe und methanhaltige Gase.

Die Frage, ob und wie erneuerbare Energien, v. a. Biomasse, im Verkehrsbereich nutzbar gemacht werden können und welcher regenerative Kraftstoff der geeignetste ist, hängt von verschiedenen Rahmenbedingungen ab, die derzeit nicht abschließend bewertet werden können. Die CO₂-Vermeidungskosten bei der Gewinnung biogener Kraftstoffe sind deutlich höher als bei der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse. Hinzu kommt, dass – wegen der relativ hohen CO₂-Emissionen bei der Elektrizitätserzeugung in Deutschland – regenerativer Strom aus Biomasse deutlich mehr CO₂ vermeidet als die Erzeugung von Kraftstoff aus Biomasse. Aus den genannten Gründen sowie aufgrund der Ressourcenlimitierung wird es zukünftig eine Nutzungskonkurrenz um die Biomasse geben. Hier stellt sich die Frage, welcher Stellenwert einer Diversifikation bzgl. der Rohstoffbasis im Kraftstoffmarkt und damit der Versorgungssicherheit zukünftig zugemessen wird. Von der Beantwortung dieser Fragen wird die weitere Entwicklung des Marktanteils regenerativer Kraftstoffe entscheidend abhängen.

Um den Anteil alternativer² und regenerativer Kraftstoffe zu steigern, wurden seitens der deutschen und europäischen Politik Rahmenbedingungen geschaffen, die die Marktdurchdringung entscheidend mitbestimmen werden. In Deutschland sind regenerative Kraftstoffe ab dem 1.1.2004 vollständig – auch in Höhe ihres Anteils in Kraftstoffmischungen – von der Mineralölsteuer befreit.

Die Zielquoten der Europäischen Union /EU 2001/ für die Anteile alternativer Kraftstoffe am gesamten Kraftstoffmarkt im Verkehrsbereich bis zum Jahr 2020 sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tab.1: Zielquoten alternativer Kraftstoffe in der Europäischen Union

Jahr	2005	2010	2015	2020
biogene Kraftstoffe	2 %	6 %	7 %	8 %
Erdgas	0 %	2 %	5 %	10 %
Wasserstoff	0 %	0 %	2 %	5 %
Gesamt	2 %	8 %	14 %	23 %

² Im Unterschied zu den "regenerativen Kraftstoffen" können "alternative Kraftstoffe" sowohl aus fossiler als auch aus erneuerbarer Primärenergie hergestellt werden.

Um diese hohen Anteile zu erzielen, sind enorme Anstrengungen nötig, bei denen die Wahl der „richtigen“ Kraftstoffpfade von wesentlicher Bedeutung ist. Im Rahmen des vorliegenden Beitrages werden die aussichtsreichsten Optionen regenerativer Kraftstoffe, deren Eigenschaften und Herstellungspfade sowie die primärenergetischen Potenziale und Kosten beschrieben.

3. Ressourcen für die Erzeugung regenerativer Kraftstoffe

Biomasse bietet vielfältige Möglichkeiten der energetischen Nutzung. Die Bandbreite reicht von der Wärme-/Stromerzeugung durch Verbrennung, über die Herstellung von festen, flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen für den Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung, bis zur Herstellung von Kraftstoffen für den Transportsektor, wobei aus technischer Sicht auch hier mehrere Konversionspfade möglich sind. Es stellt sich die Frage, wann es zu einer Konkurrenzsituation um die Nutzung von Bioenergieträgern in den Nutzungssektoren kommen wird und wie gegebenenfalls Prioritäten zu setzen sind. Das Biomassepotenzial setzt sich aus den unterschiedlichsten Einsatzstoffen zusammen, welche nicht für alle Konversionsverfahren gleichermaßen geeignet sind. Deshalb wird sich durch technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen eine Potenzialaufteilung einstellen. Zusätzlich existieren energiepolitische Rahmenbedingungen, die jedoch – sind sie erst einmal festgelegt – nur sehr schwer zu ändern sind.

Offen ist, welcher Anteil des Biomasse-Potenzials zukünftig einerseits für die Strom- und Wärme-erzeugung und andererseits zur Herstellung von Kraftstoffen zu verwenden ist (Abb.1). In diversen Potenzialstudien wird der auf die Kraftstoffherzeugung entfallende Anteil pauschal mit 50 % angegeben.

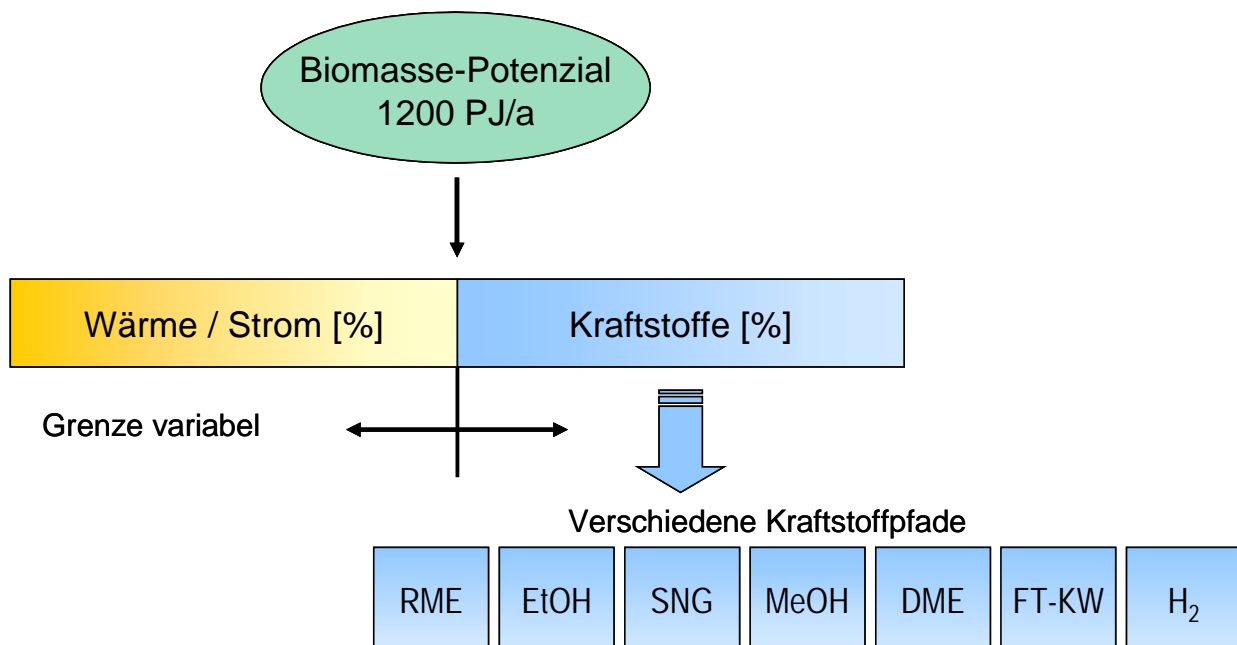


Abb.1: Technisches Biomassepotenzial in Deutschland und Nutzungsmöglichkeiten in den Sektoren Wärme, Strom und Kraftstoffe

Anmerkung:

RME (Rapsölmethylether, Biodiesel); EtOH (Ethanol); SNG (Erdgassubstitut, Substitute Natural Gas); MeOH (Methanol); DME (Dimethylether, Kraftstoff für Dieselmotoren); FT-KW (Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe, synthetische Benzin-/Diesel-Kraftstoffe)

Im Folgenden sind wichtige Kriterien für die Betrachtung einer Potenzialaufteilung aufgeführt:

- Anforderungen an den Aufbau neuer Versorgungsstrukturen im Wärmemarkt
- Diversifizierung bei den Energieträgern für den Verkehr
- Räumliche Verteilung des Biomasseaufkommens
- Verfügbarkeit von Kohlenstoff außerhalb der fossilen Ressourcen (Biomasse ist der einzige regenerative Energieträger, der Kohlenstoff in konzentrierter Form enthält)
- CO₂-Minderungspotenzial in den verschiedenen Nutzungspfaden
- Kosten der Biomasseumwandlung
- Bestehende politische Zielsetzungen (z. B. Verdopplungsziel für die Erneuerbaren Energien, Ausbauziel für den Biomasseeinsatz zur Kraftstoffproduktion /EU 2001/)

3.1 Technisches Biomassepotenzial

Die in Deutschland und Europa vorhandenen Biomassepotenziale sind in einer Vielzahl von Studien abgeschätzt worden. Das technische Biomassepotenzial in Deutschland ist basierend auf diesen Ergebnissen und eigenen Recherchen in Abbildung 2 dargestellt /ReFuelNet 2004/. Danach beträgt das technische Potenzial im Mittel etwa 1.260 PJ/a. Damit ließen sich rein rechnerisch 8,7 % des gegenwärtigen Primärenergieverbrauchs oder – bei einer mittleren Konversionsrate von Biomasse in Kraftstoffe von 50 % – etwa 23 % des heutigen Kraftstoffverbrauchs decken.

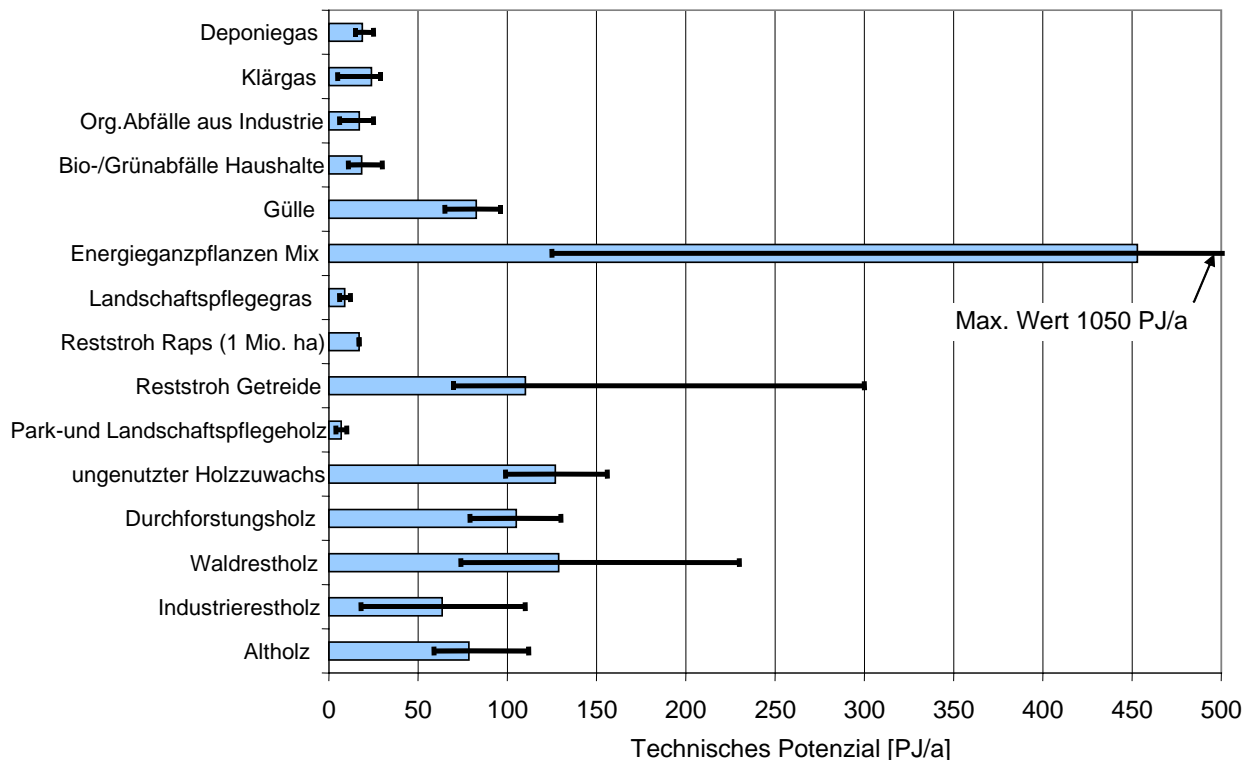


Abb. 2: Zusammensetzung des Technischen Biomassepotenzials (1260 PJ/a) in Deutschland

Anmerkung:

Angegeben ist jeweils der Mittelwert und die Bandbreite verschiedener Studienergebnisse.

Das Biomassepotenzial besteht zum überwiegenden Teil aus holzartiger Biomasse (43 %), wovon etwa ein Viertel auf den ungenutzten Holzzuwachs entfällt. Ebenfalls erheblich ist das Aufkommen an Reststroh aus der Landwirtschaft und insbesondere das Potenzial des gezielten Anbaus von Energiepflanzen. Der hier angegebene Betrag basiert auf der Annahme, dass in Deutschland dauerhaft auf etwa 2 Mio. Hektar nachwachsende Rohstoffe oder Energiepflanzen angebaut werden können. In der Literatur finden sich jedoch teilweise niedrigere, mit bis zu 4 Mio. Hektar aber auch deutlich höhere Angaben /ReFuelNet 2004/. (Zum Vergleich: Die derzeit genutzte Ackerfläche in Deutschland beträgt ca. 11,5 Mio. Hektar.)

3.2 „Freies“ Biomassepotenzial für die Kraftstoffbereitstellung

Von dem technischen Biomassepotenzial kann nur ein Teil für die Erzeugung von regenerativen Kraftstoffen verwendet werden. Zu berücksichtigen sind dabei bereits etablierte und absehbare Stoffströme für die Wärmebereitstellung und Stromerzeugung. Hierbei handelt es sich einerseits um traditionell gewachsene Strukturen wie die Holznutzung im privaten Bereich oder im Holzbe- und -verarbeitenden Gewerbe. Andererseits wurden und werden durch Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene oder das Erneuerbare-Energien-Gesetz gezielt bestimmte Anwendungen unterstützt. Es ist davon auszugehen, dass im Zuge des durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz induzierten Baus von Holz(heiz)kraftwerken in zwei bis drei Jahren die Potenziale von Altholz praktisch vollständig erschlossen sein werden. Unter Berücksichtigung bereits etablierter Biomassestoffströme im Bereich der Wärme- und Stromerzeugung reduziert sich das „freie“ Potenzial auf etwa die Hälfte des o. g. technischen Potenzials.

Wie realistisch die Ausschöpfung der Ressourcen ist, hängt von zahlreichen weiteren Randbedingungen ab, nicht zuletzt von den Kosten. Abbildung 3 zeigt dazu die Kosten-Potenzial-Kurve für das „freie“ Nutzungspotenzial, das mit gegenwärtigen bzw. absehbaren Bereitstellungskosten korreliert wurde. Nennenswerte Potenziale für mobile Anwendungen finden sich bei Gülle und Reststroh aus der Landwirtschaft (insgesamt ca. 200 PJ/a). Die Potenziale bei Waldrestholz und Energiepflanzen sind etwa doppelt so groß, mit bis zu 2 €/kWh aber deutlich teurer. Bei einem angenommenen Konversionsgrad der Bereitstellung regenerativer Kraftstoffe aus Biomasse von 50 % bedeutet dies, dass sich allein der Biomassekostenanteil je Liter Benzinäquivalent auf ca. 0,40 € beläuft.

Bezogen auf den heutigen Kraftstoffverbrauch in Deutschland und den Annahmen, dass 50 % des „freien“ Biomassepotenzials für die Erzeugung von Kraftstoffen mit einem durchschnittlichen energetischen Wirkungsgrad von 50 % verwendet werden (Faktor "Anteil x Effizienz" = 0,25) ergibt sich ein Substitutionspotenzial von 7 % (s. Tab. 2). Der Faktor „Anteil x Effizienz“ berücksichtigt neben der Effizienz der Umwandlung der Primärressource zu Kraftstoff den Anteil der Biomasse, der für die Kraftstoffherstellung verwendet werden kann. Der in der Spalte „EU-27“ und „Welt“ geringfügig höhere Faktor beinhaltet das Verhältnis von Biomasseaufkommen und Bevölkerungsdichte. Aufgrund limitierter Transportwege und eines geringeren Eigenverbrauchs stehen bei geringerer Bevölkerungsdichte mehr biogene Ressourcen für die Kraftstoffherstellung zur Verfügung. Wegen der deutlich höheren Energiedichte lassen sich die regenerativ erzeugten Kraftstoffe besser transportieren als die Biomasse, aus der sie erzeugt werden.

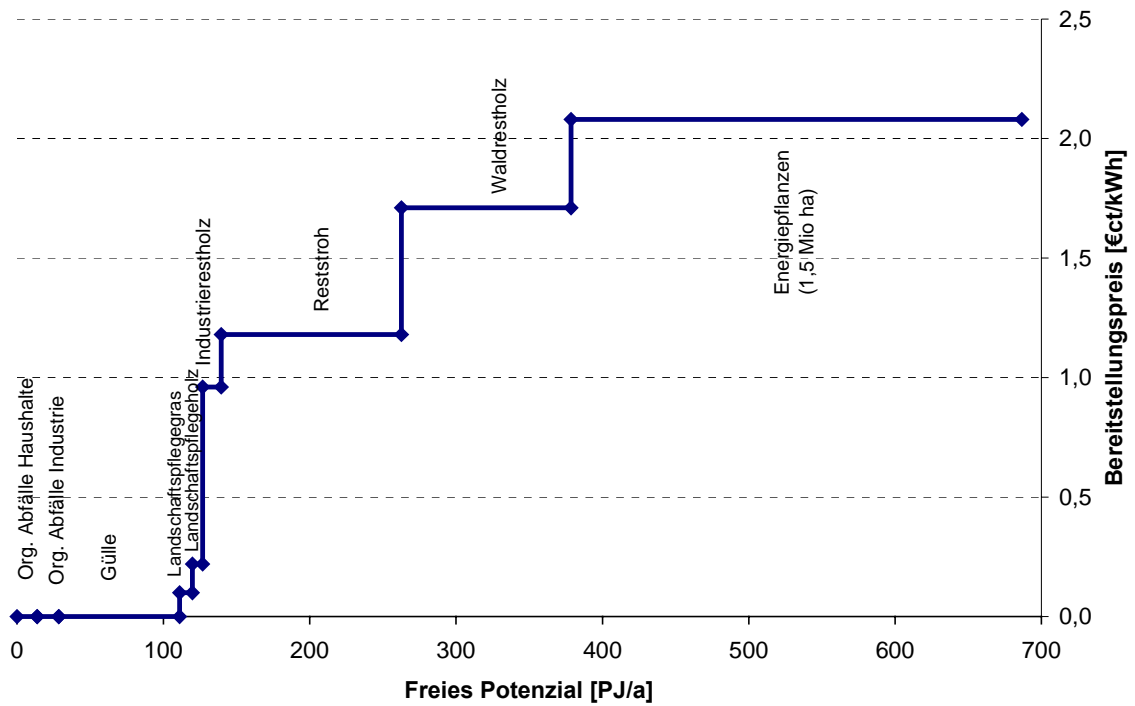


Abb. 3: Kosten-Potenzial-Kurve für das „freie“ Biomassepotenzial in Deutschland

Das „freie“ Biomassepotenzial wird auch weltweit durch den Verbrauch von Biomasse für energetische Zwecke (insbesondere in den Ländern der 3. Welt) stark reduziert. Mit ca. 45 EJ/a trägt die Biomasse derzeit zu immerhin ca. 11 % zur Deckung des Weltprimärenergieverbrauchs bei /IEA 2001/ – bei einem weltweiten Verbrauch an Kraftstoffen von 70,2 EJ/a.

Zum Vergleich sind Abschätzungen der Biomassepotenziale und der sich ergebenden Kraftstoffsubstitutionspotenziale auch für die EU-15 (11 %), die EU-27 (17 %) sowie weltweit (27 %) in Tabelle 2 dargestellt. Bezogen auf den momentanen Verbrauch kann also immer nur ein Teil des Kraftstoffbedarfs aus biomassestämmigen Ressourcen gedeckt werden. Dies gilt insbesondere für industrialisierte Länder mit einem hohen Energieverbrauch und limitierter landwirtschaftlicher Fläche. Die prozentualen Substitutionspotenziale können aber erheblich gesteigert werden, wenn die Bereitstellung regenerativer Kraftstoffe mit einer Effizienzsteigerung/Verbrauchsreduzierung der Fahrzeugantriebe einhergeht (z.B. „3-l-Auto“). Dies gilt v. a. für Länder wie Deutschland mit einem zurückgehenden Verbrauch an Kraftstoffen für den Verkehr. Andererseits ist weltweit ein steigender Verbrauch durch ein stark zunehmendes Verkehrsaufkommen zu verzeichnen, der zumindest kurzfristig durch eine Effizienzsteigerung nicht aufgefangen werden kann.

Tab. 2: Deutsche, europäische und weltweite Substitutionspotenziale regenerativer Kraftstoffe aus Biomasse

	Deutschland	EU-15	EU-27³⁾	Welt
Kraftstoffverbrauch ¹⁾ [EJ/a]	2,7	10,5	12,0	70,2
Technisches Biomassepotenzial [EJ/a]	1,2	6,8	8,9	109,0
"Freies" Biomassepotenzial [EJ/a]	0,7	4,6	6,9	63,8
Faktor ²⁾ : "Anteil x Effizienz"	0,25	0,25	0,3	0,3
Kraftstoff-Substitutionspotenzial [EJ/a]	0,2	1,2	2,1	19,1
Kraftstoff-Substitutionspotenzial [%]	7	11	17	27

¹⁾ Kraftstoffverbrauch im Verkehrsbereich (1999)

²⁾ Der Faktor "Anteil x Effizienz" berücksichtigt den Anteil von Biomasse, der zur Erzeugung von Kraftstoffen verwendet wird und die energetische Effizienz der Konversion.

³⁾ inklusive Rumänien und Bulgarien

3.3 Kraftstoff-Flächenerträge bei unterschiedlichen Herstellungspfaden

Da zumindest in Deutschland landwirtschaftliche Anbauflächen nur begrenzt zur Verfügung stehen, ist der pro Fläche erzielbare Kraftstofftrag für die Kraftstoffherstellung von besonderer Bedeutung. Wie aus Abbildung 4 hervorgeht, gibt es bezüglich der erzielbaren Flächenerträge erhebliche Unterschiede zwischen den Herstellungspfaden verschiedener Kraftstoffe. Die Flächenerträge sind als erzielbare Energie an Kraftstoff pro Hektar und Jahr aufgetragen. Die verschiedenen Kraftstoffe benötigen zur ihrer Herstellung unterschiedliche Mengen an nicht erneuerbarer Energie, was durch den zweiten, kleineren Balken in Abbildung 4 symbolisiert wird, bei dem der nicht erneuerbare Energieanteil von den Bruttoerträgen abgezogen ist. Zusätzlich ist die Variationsbreite bei den Nettoerträgen dargestellt /Dreier 2000, ReFuelNet 2004, Schindler 2003, ZSW 2004/.

Die Netto-Kraftstoffträge mit den höchsten Erträgen sind mit Herstellungsverfahren zu erzielen, die über eine primäre Gaserzeugung ablaufen (Synthesegas- bzw. Biogaserzeugung). Bei Verfahren, die nur bestimmte Pflanzenteile wie Öl, Zucker und Stärke nutzen (RME, Ethanol), sind die Flächenerträge kleiner. Die Bandbreite reicht unter mitteleuropäischen Klimabedingungen hierbei von ca. 11 MWh/(ha × a) für Biodiesel aus Raps bis zu ca. 40 MWh/(ha × a) für die Erzeugung von Wasserstoff aus Miscanthus über die thermochemische Vergasung.

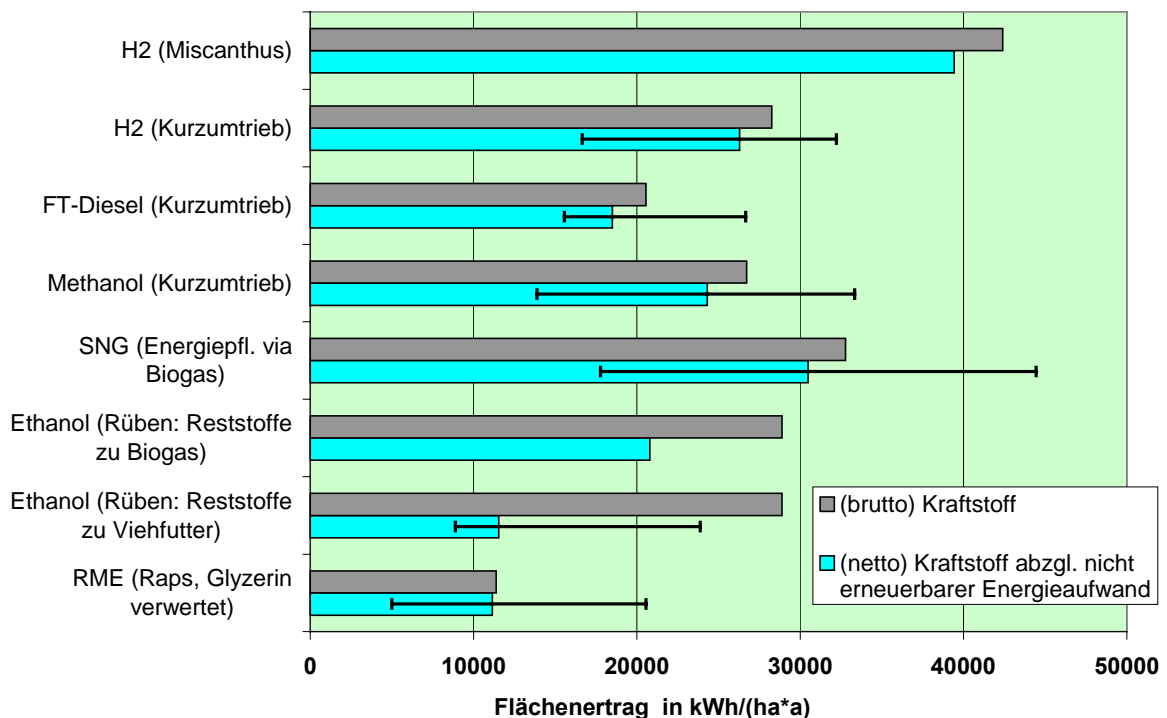


Abb. 4: Flächenerträge an Kraftstoff pro Hektar und Jahr für verschiedene Kraftstoffpfade - brutto und netto (abzüglich der zur Herstellung benötigten, nicht erneuerbaren Energie)

Anmerkung: mitteleuropäische Klimabedingungen
 Die angegebenen Bandbreiten resultieren aus verschiedenen Berechnungen.
 H₂: Druckwasserstoff bei 250 bar; SNG: Erdgassubstitut bei 250 bar

Für den derzeit schon genutzten Kraftstoff Ethanol sind zwei unterschiedliche Herstellungsvarianten mit identischem Brutto-Kraftstofftrag angegeben, die sich aber im Nettoertrag unterscheiden. Die Differenzen resultieren aus der unterschiedlichen Nutzung der Rest- bzw. Nebenprodukte. In einem Fall wird Biogas aus den anfallenden Reststoffen gewonnen, was den Einsatz an nicht erneuerbarer Energie vermindert und somit netto einen höheren Ertrag ermöglicht als bei einer stofflichen Verwertung als Futter.

Um aufzuzeigen, in welcher Bandbreite die Anzahl von Fahrzeugen liegt, die pro Hektar Anbaufläche versorgt werden können, seien zwei extreme Beispiele mit einem sehr hohen und einem sehr niedrigen Flächenenertrag bei unterschiedlichem Energiebedarf für den Fahrtrieb kurz dargestellt. Unterstellt man einen durchschnittlichen Verbrauch eines Fahrzeugs mit 8 l Diesel pro 100 km und eine jährliche Fahrstrecke von 12.000 km, reicht ein Hektar Abbaufäche im Fall von Biodiesel zur Versorgung von ca. 1,2 Fahrzeugen. Bei zukünftigen, energiesparenden Fahrzeugen mit einem Verbrauch von 3-l-Dieseläquivalent (konventionell oder Brennstoffzellen-Antrieb) und gleicher jährlicher Fahrstrecke können immerhin 11 Fahrzeuge bedient werden, wenn Wasserstoff über eine thermochemische Vergasung von Miscanthus hergestellt wird. Ohne sich bereits jetzt auf einen konkreten Pfad festzulegen, soll dieses Zahlenbeispiel verdeutlichen, dass die Einführung „flächeneffizienter“ Kraftstoffe von „energieeffizienten“ Fahrzeugantrieben begleitet werden muss. (Zum Vergleich: Ein Hektar landwirtschaftlich genutzter Fläche reicht unter mitteleuropäischen Klimabedingungen bei den heutigen Konsumgewohnheiten in Deutschland im Durchschnitt zur Versorgung von ca. 5 Einwohnern mit Nahrungsmitteln.)

3.4 Bedeutung regenerativ erzeugter Elektrizität für die Kraftstofferzeugung

Auch die Verfügbarkeit von erneuerbarer Elektrizität ist für die Erzeugung regenerativer Kraftstoffe von entscheidender Bedeutung. Hierbei steht nicht die elektrolytische Wasserstofferzeugung zum Spitzenlastausgleich bei der Elektrizitätsversorgung im Vordergrund, sondern der Import regenerativen Stroms. Die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff zur Dämpfung der Fluktuation regenerativer Strombereitstellung ist ein allenfalls langfristig relevanter Aspekt. Bei regenerativen Stromanteilen bis etwa 30 % in Deutschland sind keine Überschüsse zu erwarten /Langniß 1997, Nitsch 2000, Quaschnig 1999/. Erst bei Überschreiten dieses Anteils wird Überschusselektrizität verfügbar sein. Diese Überschüsse können zwar eine hohe Leistung aufweisen, stellen jedoch nur Strommengen in der Größenordnung zwischen 5 und 30 TWh/a bereit.

Langfristig zeichnet sich mit der Möglichkeit des Imports erneuerbar erzeugten Stroms über Hochspannungsleitungen eine weitere Option ab, den Anteil erneuerbarer Energieträger in Deutschland zu erhöhen. In manchen Ländern sind bereits heute die erneuerbaren Energiepotenziale nur durch Export oder verstärkte Ansiedlung energieintensiver Industrien zu erschließen (z. B. Norwegen und Island), da diese Länder fast ausschließlich regenerativen Strom nutzen. Nachfolgend sind beispielhaft technische Potenziale für einen möglichen Import regenerativ erzeugten Stroms in TWh/a angegeben: Windkraft Europa: 400 - 3.000; Windkraft Marokko: 300 - 600; Wasserkraft Norwegen: 60; Wasserkraft Island 30; Wasserkraft GUS: 1.300 und Solarstrom aus Nordafrika: $> 10^6$ /Nitsch 2000/. (Zum Vergleich: Der deutsche Stromverbrauch lag 2003: bei 589 TWh/a /Energiebilanzen 2004/.)

In Nordafrika bestehen enorme Solarstrompotenziale, die durch solarthermische und gegebenenfalls auch durch Photovoltaik-Kraftwerke erschlossen werden können. Bereits 1 % der dort nutzbaren technischen Potenziale könnte rechnerisch den gesamten heutigen Weltstrombedarf decken. Natürlich ist eine solche Konzentration auf eine einzige Ressource wenig sinnvoll, aber das Zahlenbeispiel zeigt die große Bedeutung dieser Region für eine zukünftige regenerative Stromversorgung Europas im Rahmen eines Nord-Süd-Verbunds. Zudem ist der Export regenerativ erzeugter Elektrizität für die betreffenden Regionen auch mit einer wirtschaftlichen und infrastrukturellen Entwicklung verbunden.

Die regenerative Elektrizität kann zur Erzeugung von elektrolytischem Wasserstoff verwendet werden, der 3 verschiedene Verwertungswege zulässt: 1) Wasserstoff wird direkt als Sekundärenergieträger eingesetzt. 2) Wasserstoff kann zur Deckung des Wasserstoffdefizits bei der Erzeugung synthese gasstämmiger, kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe aus Biomasse verwendet werden. Da der H₂-Anteil in biomassestämmigen Synthesegasen zu gering ist (vgl. Kap. 4.2), wird durch Zugabe von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff die Menge an Kraftstoff je nach Verfahrensvariante um ein Mehrfaches gesteigert. So ist beispielsweise bei der Methanolsynthese über einen Biomasse-Vergasungsprozess im Fall der H₂-Zugabe eine 3-fach höhere Produktmenge zu erzielen /Specht 1999/. Die Einbindung zusätzlichen Wasserstoffs bietet somit die Möglichkeit, eine hohe Konversion von Biomasse-Kohlenstoff in Kraftstoff-Kohlenstoff (> 80 %) zu erzielen. 3) Wasserstoff wird zusammen mit Kohlendioxid als Edukt zur Synthese kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe eingesetzt (ohne die Nutzung biogener Ressourcen als Kohlenstoffquelle).

4. Regenerative Kraftstoffe und deren Bereitstellungspfade

Neben Benzin und Diesel kommen eine Reihe weiterer Kraftstoffe für den Verkehrsbereich infrage, von denen die wichtigsten kurz beschrieben werden. Welche regenerativen Kraftstoffe am ehesten Benzin und Diesel im Verkehr zu substituieren vermögen, hängt von folgenden Kriterien ab:

- Versorgungssicherheit / Diversifizierung der Ressourcen
- CO₂- und Schadstoff-Emissionen (der gesamten Systemkette, "well-to-wheel")
- Lokalemissionen (v. a. in verkehrsbelasteten Ballungsräumen)
- Flächenertrag an Kraftstoff pro landwirtschaftlicher Nutzfläche
- Energetische Effizienz der gesamten Systemkette
- Infrastrukturerfordernisse / Komplexität im Fahrzeug
- Reichweite des Fahrzeugs mit einer Tankfüllung
- Kraftstoffgestehungskosten / CO₂-Vermeidungskosten
- Eignung für verschiedene Antriebssysteme (Verbrennungsmotor / Brennstoffzelle)
- Akzeptanz, Toxizität, Sicherheit
- Beschäftigungseffekte

4.1 Kraftstoffoptionen

Die einzigen heute in größeren Mengen produzierten Kraftstoffe aus Biomasse für den Verkehr sind Pflanzenölmethylester (in Deutschland im Wesentlichen Rapsölmethylester, RME) und Ethanol, die im Folgenden kurz dargestellt werden. Anschließend werden die heute kaum verbreiteten Kraftstoffe Wasserstoff, Methanol, Dimethylether, synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe und methanhaltige Gase (SNG) als Alternativen zu den erdölstämmigen Kraftstoffen beschrieben.

Pflanzenöle / Pflanzenölester

Bei der Nutzung biogener Kraftstoffe spielt in Deutschland derzeit nur der Rapsölmethylester (sogenannter Biodiesel) eine Rolle. Biodiesel hat in Deutschland zurzeit einen Anteil am gesamten Kraftstoffmarkt (Otto-, Diesel- und Flugturbinenkraftstoff) von 0,8 %, der Anteil am Markt für Dieselmotorkraftstoff beträgt 1,7 % /Staiß 2003/. Biodiesel wird heute an über 1.700 öffentlichen Tankstellen angeboten und ist somit derzeit der einzige flächendeckend verfügbare regenerative Kraftstoff in

Deutschland. Nur etwa 40 % des Biodiesels werden über Tankstellen verkauft, während 60 % an Fahrzeugflottenbetreiber des Transport- und Güterverkehrs abgesetzt werden.

Zur Anwendung in Dieselmotoren wird das durch Pressung/Extraktion gewonnene Pflanzenöl mit Methanol umgeestert, um so einen Kraftstoff zu erzeugen, der in einem Großteil der heute existierenden Dieselmotoren einsetzbar ist. Das unveresterte Öl ist ausschließlich in speziell adaptierten Motoren verwendbar.

Die Biodieselbranche kann auf eine positive Entwicklung in den vergangenen Jahren zurückblicken. Neben den steuerpolitischen Rahmenbedingungen werden insbesondere die motor- und abgastechischen Anforderungen die weitere Entwicklungsperspektive von Biodiesel bestimmen. Biodiesel muss sich den technischen Herausforderungen stellen, die vor allem durch die europäische Gesetzgebung zur Verschärfung der abgasrechtlichen Anforderungen als Voraussetzung für die Typenzulassung entsprechender Motoren vorgegeben werden. Die zurzeit gültigen Grenzwerte können mit Biodiesel noch ohne technische Maßnahmen erreicht werden. Zukünftig müssen Fahrzeuge aber die abgasrechtlichen Anforderungen nach Euro IV bzw. Euro V erfüllen. Aufgrund zukünftiger Abgasgrenzwerte, die im Wechselbetrieb Diesel/Biodiesel nicht mehr ohne Weiteres erreicht werden, und der aktuellen Änderung des Mineralölsteuergesetzes, wonach seit dem 01.01.2004 auch Kraftstoffmischungen in Höhe des Biokraftstoff-Anteils steuerbefreit sind, ist dem Vertriebsweg über eine Zumischung zu Dieseldieselkraftstoff (bis 5 Vol.% RME) der Vorzug zu geben.

Aufgrund der geringen Flächenerträge haben die Kraftstoffe Biodiesel und Pflanzenöl nur ein begrenztes Substitutionspotenzial und sollten – neben der Zumischung zu Diesel – dort eingesetzt werden, wo der spezifische ökologische Vorteil der biologischen Abbaubarkeit von Biodiesel/Pflanzenöl zum Tragen kommt (z. B. bei der Substitution von Dieseldieselkraftstoff in sensiblen Umweltbereichen wie Landwirtschaft, Wasserschutzgebiete, Schifffahrt).

Ethanol

Weltweit hat zurzeit Ethanol die größte Bedeutung als biogener Kraftstoff. Brasilien ist mit dem „Proalcool“-Programm der größte Ethanolproduzent und -nutzer im Verkehrsbereich. Die Ethanolproduktion in Brasilien betrug im Jahr 2001 ca. 12 Milliarden Liter und entsprach damit ca. 12 % des gesamten Kraftstoffbedarfs für den Verkehr in Brasilien /BEN 2002/. Auch in den USA wird Ethanol als Kraftstoffzusatz produziert. Die Menge von ca. 7 Milliarden Liter im Jahr 2001 entsprach ca. 1,5 % des Benzinabsatzes in den USA /Ethanol 2004/.

Ethanol kann als Zusatz für handelsüblichen Ottokraftstoff eingesetzt werden (z. B. E5: 5 Vol.% Ethanol in Benzin), ohne dass Umstellungen an der Infrastruktur bzw. den Fahrzeugen erforderlich sind. Auch höhere Ethanolkonzentrationen (E85) bzw. reines Ethanol sind als Kraftstoff für Ottomotoren prinzipiell geeignet, erfordern aber adaptierte Verbrennungsmotoren. In E85-tauglichen Fahrzeugkonzepten wird die Kraftstoffart automatisch erkannt und die Parameter der Motorsteuerung automatisch angepasst, was es ermöglicht, sowohl konventionellen Kraftstoff als auch E85 zu nutzen. Ein weiterer Verwertungsweg für Ethanol ist die Erzeugung des Antiklopfmittels Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE), das Benzin bis zu 15 Vol.% zugesetzt werden kann.

Wasserstoff

Wasserstoff ist ein idealer Kraftstoff zur Versorgung von Brennstoffzellen aber auch von konventionellen Energiewandlern wie Verbrennungsmotoren, der aus einer Vielzahl fossiler und regenerativer Primärenergieträger zugänglich ist. Aus diesem Grund wird Wasserstoff als der zukünftige

Energieträger schlechthin betrachtet. Die Nachteile von Wasserstoff sind jedoch die Infrastrukturerfordernisse für Speicherung und Transport. Ein weltweiter, vollständiger Ersatz von konventionellen Kraftstoffen durch Wasserstoff ist auch in den nächsten Jahrzehnten nicht absehbar. Eine Fokussierung allein auf die Option Wasserstoff als Energieträger sollte daher, zumindest kurz- bis mittelfristig, nicht verfolgt werden.

Methanol

Die Verwertungswege für Methanol reichen von einer Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen bis hin zu reinem Methanol als Kraftstoff, das als Antrieb für zukünftige Brennstoffzellenantriebe geeignet ist oder sich für Fahrzeuge mit otto- und dieselmotorischem Antrieb eignet. Weitere Möglichkeiten sind die Verwendung von Methanol als Edukt zur Produktion von Dieseleratzkraftstoffen (zusammen mit Pflanzenölen), die Erzeugung des Kraftstoffes Dimethylether, die Herstellung von Kohlenwasserstoffen über den MTG-Prozess (Methanol-To-Gasoline) oder die Erzeugung des Antiklopfmittels MTBE (Methyl-Tertiär-Butyl-Ether).

Bei der Verwendung von Methanol für Brennstoffzellen wird zwischen der Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC), bei der das Methanol direkt an der Anode umgesetzt wird, und der indirekten Methanol-Brennstoffzelle unterschieden, bei der in einem vorgeschalteten Reformierer Wasserstoff aus Methanol erzeugt wird. Gelingt die Kommerzialisierung der DMFC, werden sich die Chancen für Methanol als Kraftstoff deutlich erhöhen, da die Komplexität der Brennstoffzellenperipherie gegenüber einem Brennstoffzellen-Antrieb mit einer vorgelagerten Reformierung stark abnehmen wird.

Gegenüber den konventionellen Kraftstoffen hat Methanol einen entscheidenden Nachteil: Methanol ist zwar flüchtig, kann jedoch aufgrund korrosiver Eigenschaften nicht wie Benzin- und Dieselmotorkraftstoffe über die bestehenden Verteilungsstrukturen (Kraftstofflager, Pipelines, etc.) vertrieben werden.

Dimethylether (DME)

Dimethylether ist ein Gas, wird aber bei moderaten Drücken wie das weit verbreitete LPG (Liquefied Petroleum Gas, Propan/Butan, Auslegungsdruck 30 bar) gehandhabt. Hiermit kann auch die Infrastruktur für LPG mit geringfügigen Modifikationen genutzt werden. Wegen seiner hohen Cetan-Zahl ist DME ein ausgezeichneter Kraftstoff für adaptierte Dieselmotoren. Mit DME werden die hohen dieseltypischen Wirkungsgrade erreicht, aufgrund der nicht vorhandenen C-C-Bindungen und des Sauerstoffgehaltes ist das Abgas jedoch praktisch partikelfrei. DME wird v. a. als Kraftstoff für den Schwerlastverkehr vorgeschlagen, für den nur eine relativ geringe Anzahl Tankstellen erforderlich wäre.

Synthetische Benzin-/Dieselmotorkraftstoffe

Flüssige Kohlenwasserstoffe haben den großen Vorteil, dass sie ohne Einschränkungen über die konventionellen Transportsysteme vertrieben werden können und sich sofort in die bestehende Infrastruktur integrieren lassen. Kurzfristig lassen sich synthetische Kohlenwasserstoffe zunächst aus Erdgas über GTL-Prozesse (Gas-To-Liquids) herstellen und mittelfristig aus Biomasse über BTL-Verfahren (Biomass-To-Liquids). Diese Kraftstoffe können als Reinkraftstoffe oder als Zuschläge zu den konventionellen Kraftstoffen vermarktet werden. Längerfristig lassen sich auch adaptierte, aromatenfreie und olefinarme „Designerkraftstoffe“ für adaptierte Kolbenmotoren her-

stellen, die die Voraussetzung für weitere Schadstoffreduzierungen verbrennungsmotorischer Konzepte bilden. Aufgrund der paraffinartigen Zusammensetzung hat dieser Kraftstoff den maximalen Wasserstoffgehalt und ist wegen des katalytischen Syntheseweges praktisch schwefelfrei. Nachteilig ist der gegenüber anderen Kraftstoffen aufwändige Herstellungsprozess sowie eine nur sehr eingeschränkte Eignung für zukünftige Brennstoffzellen-Antriebe.

Erdgassubstitut (SNG)

Eine Vorreiterrolle zur Verwendung von regenerativ erzeugten, methanhaltigen Gasen als Energieträger spielt die derzeit steigende Verbreitung von Erdgas im Verkehrsbereich. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Einsatz von Erdgas im Verkehr eine Diversifikation bzgl. der fossilen Ressourcen erlaubt, die Lokalemissionen deutlich geringer anfallen als bei vergleichbaren Dieselfahrzeugen und die Fahrzeuge kommerziell verfügbar sind. Weltweit werden heute über 1 Mio. Fahrzeuge mit Erdgas betrieben. Ein weiterer Grund in Deutschland ist die fiskalische Besserstellung von Erdgas gegenüber Benzin/Diesel. Da Methan gegenüber Wasserstoff eine mehr als dreifach höhere volumetrische Energiedichte aufweist, ist die gasförmige Speicherung zur Erzielung hoher Fahrzeugreichweiten deutlich einfacher möglich. Bei Verwendung von adaptierten Gasmotoren kommt der Vorteil von Methan bzgl. der geringen spezifischen CO₂-Emissionen direkt zum Tragen.

Für den flächendeckenden Ausbau der Infrastruktur plant die Gasindustrie, ca. 1.000 Erdgastankstellen in Deutschland zu errichten. Diese Tankstellen werden an strategisch wichtigen Standpunkten aufgestellt, die an die Erdgas-Versorgung angeschlossen sind (und zukünftig mit dezentralen Reformern zur Wasserstoffherzeugung ausgerüstet werden können). Diese Option eröffnet die Möglichkeit, als Transportmedium für regenerative Energie Methan zu verwenden, so dass die vorhandene Verteilungsinfrastruktur verwendet werden kann, ohne in eine Transportinfrastruktur für Wasserstoff zu investieren.

Bislang wird SNG als Kraftstoff im Verkehrsbereich nur in wenigen Ländern (v. a. in Schweden und der Schweiz) angewendet (Wellinger 2004). Hierbei handelt es sich um aufbereitetes Biogas, das entweder direkt oder über eine Einspeisung in das Erdgasnetz – so dass es an beliebiger Stelle des Erdgasnetzes formal als SNG entnommen werden kann – als Kraftstoff für Fahrzeuge zur Verfügung steht.

4.2 Technische Bereitstellungspfade

Mittelfristig wird es eine verstärkte Notwendigkeit der Einführung erneuerbarer Energien in den Verkehrssektor geben. Dazu bieten sich eine Reihe unterschiedlicher Umwandlungsketten sowohl auf Basis erneuerbar erzeugten Stroms, von Biomasse als auch auf Basis der Kombination von beiden an. In Abbildung 5 sind die Hauptpfade für die Kraftstoffbereitstellung aus erneuerbarer Energie dargestellt. Die Herstellungsverfahren lassen sich grob einteilen in: Extraktive, fermentative und thermochemische Verfahren sowie die Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff.

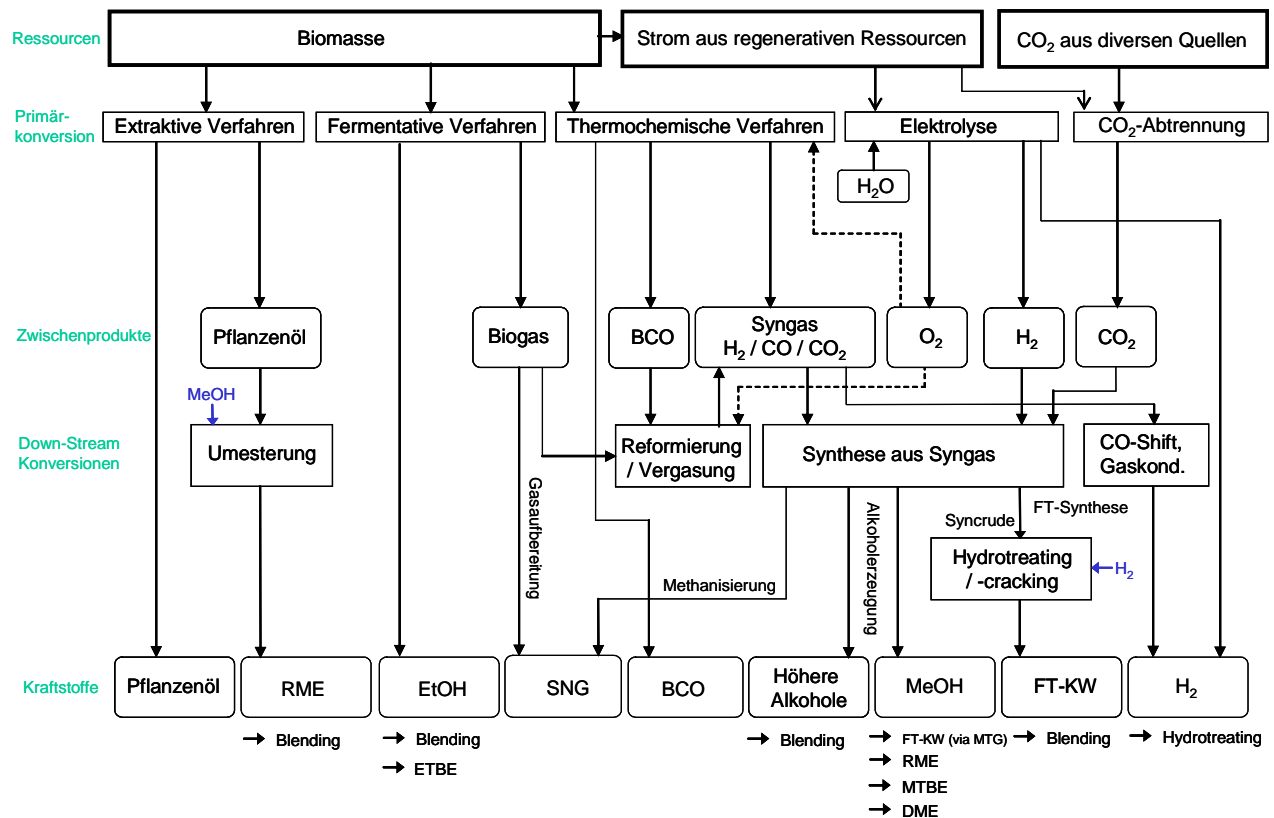


Abb. 5: Herstellungspfade regenerativer Kraftstoffe

Anmerkung: Blending (Zusatz für Benzin-/Dieselkraftstoffe)
 MTBE, ETBE (Methyl- bzw. Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether, Kraftstoffzusätze zur Erhöhung der Oktanzahl)
 Syngas (Synthesegas)
 Syncrude (wachsreiches Primärprodukt der Fischer-Tropsch-Synthese)
 MTG (Methanol-To-Gasoline, Herstellung von Kohlenwasserstoffen aus MeOH)
 DME (Dimethylether, Kraftstoff für Dieselmotoren)
 RME (Rapsölmethylester, Biodiesel)
 SNG (Erdgassubstitut, Substitute Natural Gas)
 BCO (Bio Crude Oil, Bio-Pyrolyseöl)
 FT-KW (Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe)

Kraftstoffe aus Ölpflanzen

Pflanzenöl wird durch Pressen/Extraktion von Ölsaaten gewonnen und kann direkt in Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Diese Anwendung beschränkt sich jedoch auf Fahrzeuge mit speziell adaptierten Motoren. Weitaus bedeutender ist der Einsatz von Biodiesel. In Deutschland wird Biodiesel hauptsächlich durch die Umesterung von Rapsöl mit Methanol hergestellt (Rapsölmethylester, RME), es können aber auch andere biomassestämmige Öle eingesetzt werden. Der Biodieselabsatz in Deutschland betrug im Jahr 2003 ca. 0,65 Mio. t (bei einer Produktionskapazität für Biodiesel von ca. 1,2 Mio. t) /Schneider 2004/. Typische Anlagengrößen reichen von 5.000 t/a bis über 100.000 t/a bei Neuanlagen.

Ethanol durch alkoholische Gärung

Ethanol wird durch Fermentation zucker- und stärkehaltiger Pflanzen gewonnen. Neben stärkehaltigen Pflanzen, wie z. B. Mais, sind Zuckerrohr und -rüben die am häufigsten verwendeten Aus-

gangsmaterialien für die Ethanolproduktion. Während zuckerhaltige Pflanzen direkt vergoren werden, muss bei Getreide die Stärke zunächst enzymatisch in Zucker umgewandelt werden. In Tabelle 3 sind die europa- und weltweit produzierten Ethanolmengen wiedergegeben.

Tab. 3: Ethanolproduktion in 106 Litern pro Jahr /Berg 2001/

Jahr	2001	2000	1999	1998	1997
Welt	31392	29936	31071	31963	32961
Brasilien	11900	11400	12982	14122	15493
USA	7580	7050	6605	6450	5886
Europa	4153	4024	4073	4140	4308
Frankreich	800	812	754	779	767
Deutschland	295	285	340	364	375

Ein relativ neues Verfahren ermöglicht den Einsatz von zellulosehaltiger Biomasse für die Ethanolproduktion, was das Potenzial möglicher Einsatzstoffe erheblich erweitert (Holz, Getreidestroh, ertragsstarke Energiepflanzen wie z. B. Miscanthus). Beim Einsatz von cellulosehaltiger Biomasse, wie z. B. Stroh oder Holzhackschnitzel, muss zunächst deren Struktur aufgebrochen werden, was durch Erhitzen unter Säurezugabe erfolgt. Danach kann die Cellulose durch chemisch-enzymatischen Aufschluss für die Verzuckerung und Vergärung umgewandelt werden. Lignin fällt als Nebenprodukt bei dem Aufschlussprozess an. Die Produktion aus nicht zucker- und stärkehaltigen Pflanzen könnte einen Durchbruch für die Ethanolherzeugung aus Biomasse bedeuten, das Verfahren ist aber noch nicht kommerzialisiert.

Erdgassubstitut aus der anaeroben Vergärung

SNG kann durch Aufbereitung von Biogas gewonnen werden, welches durch anaerobe Fermentation von organischen Reststoffen oder speziell zur Vergärung angebaute Energiepflanzen entsteht. Biogas ist ein Gemisch aus den Hauptbestandteilen Methan (CH_4), Kohlendioxid (CO_2) und Wasserdampf (H_2O) sowie Spuren weiterer Begleitstoffe (H_2S , Siloxane, etc.). In der Mehrzahl der Anwendungsfälle erfolgt derzeit eine motorische Nutzung des Biogases in Form von Blockheizkraftwerken zur Stromerzeugung. Alternativ kann die Nutzung von Biogas als regenerativer Kraftstoff direkt oder über eine Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz erfolgen. Hierzu muss das Biogas durch Abtrennung von H_2O , CO_2 , N_2 und H_2S sowie gegebenenfalls weiterer Komponenten aufbereitet werden. Zur Abtrennung werden Waschverfahren oder die Druckwechseladsorption (PSA) eingesetzt. Wie Erdgas ist SNG ein Gasgemisch, in dem neben dem Hauptbestandteil Methan gewisse Fremdanteile anderer Gase (inerte Komponenten, höhere Kohlenwasserstoffe, etc.) toleriert werden – eine Anreicherung auf fast 100 % Methan ist deshalb nicht notwendig. Neben der Erzeugung aus Biogas ist SNG auch synthetisch über eine thermochemische Vergasung zugänglich.

Kraftstoffe aus Synthesegas / Synthesegaserzeugung

Neben den extraktiven und fermentativen Verfahren besitzen insbesondere die thermochemischen Verfahren zur Verwertung der Biomasse eine herausragende Bedeutung, weil dieser Weg die Verwertung des gesamten Pflanzenmaterials zulässt (Ganzpflanzennutzung). Bei den extraktiven bzw. fermentativen Verfahren wird immer nur ein Teil der Biomasse genutzt (z. B. Öl- oder Stärkeanteil). Bei den Herstellungsverfahren über Synthesegas kann eine Vielzahl biogener Ressourcen verwer-

tet werden, so dass die ökologische Vielfalt erhalten bleibt. Monokulturen wie z. B. beim Anbau ölhaltiger bzw. zucker- und stärkehaltiger Pflanzen könnten hierdurch vermieden werden. In einem langfristigen Szenario eröffnet der Weg über CO₂ und Wasserstoff (CO-freies Syngas) eine weitere Option für die Synthese kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, ohne dass hierbei die Ressourcen einer Limitierung unterliegen.

Nicht nur auf der Edukt-, sondern auch auf der Produktseite erschließt der Weg über das Synthesegas eine größtmögliche Flexibilität. Die Kraftstoffe mit dem zukünftig höchsten Anwendungspotenzial sind: Wasserstoff, Methanol, DME, synthetische Benzin/Diesel-Kraftstoffe und SNG, die über die Zwischenstufe des Synthesegases herstellbar sind. Die Technologie „Synthesegaserzeugung aus Biomasse – Kraftstoffherstellung aus Synthesegas“ ist zurzeit jedoch in dezentralen Anlagen (< 50 MW) nicht kommerziell verfügbar. Die Vergasung von Kohle ist im Bereich großer Anlagen Stand der Technik. Diese Technologie ist jedoch nicht ohne Weiteres auf kleine, dezentrale Anlagen zu übertragen.

Der Primärschritt bei der Synthesegaserzeugung aus Biomasse ist eine thermochemische Konversion. Ziel ist hierbei die Zerlegung der Biomasse in ein Produktgas mit den Hauptkomponenten Wasserstoff und Kohlenmonoxid, das sich als Eduktgas zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe einsetzen lässt (vgl. Abb. 5). Als Vergasungsmittel können Luft, Sauerstoff, Wasserdampf und Wasserstoff (sowie teilweise Mischungen dieser Gaskomponenten) eingesetzt werden. Die größte Herausforderung für die Erzeugung von Kraftstoffen aus Biomasse über eine thermochemische Vergasung ist die Erzeugung eines „synthesetauglichen“ Gases, das hohen Anforderungen zu genügen hat. Das Synthesegas muss frei von Teer, Partikeln und Katalysatorgiften sein sowie neben einem geringen Inertgasanteil einen hohen Wasserstoffgehalt aufweisen. Bisherige Verfahren zur Gaserzeugung aus Biomasse sind nicht auf die Herstellung synthesetauglicher Gase optimiert, sondern auf die Verbrennung bzw. Verstromung des erzeugten Produktgases.

Aufgrund der Reaktionsgleichungen zur Erzeugung von Methanol bzw. längerkettigen Alkanen (aus CO + 2 H₂ bzw. CO₂ + 3 H₂) folgt, dass ein bestimmtes Verhältnis der Gaskomponenten H₂/CO/CO₂ für einen hohen Umsatz bei der Synthese eingehalten werden muss. Der Stöchiometriefaktor S ($S = p_{\text{H}_2} - p_{\text{CO}_2} / (p_{\text{CO}} + p_{\text{CO}_2})$) des Synthesegases sollte für die Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese deshalb auf S = 2 eingestellt sein. Einen noch höheren Wasserstoffanteil erfordert die synthetische Herstellung von Methan mit einem Stöchiometriefaktor von S = 3. Ziel der thermochemischen Vergasung mit einer nachfolgenden Kraftstoffsynthese ist deshalb die Erzeugung eines wasserstoffreichen, konditionierten Produktgases.

Prinzipiell ist bei der thermochemischen Vergasung von Biomasse zwischen autothermen und allothermen Verfahren zu unterscheiden. Bei autothermen Verfahren wird die Energie für die endotherme Vergasung durch eine Teilverbrennung der Edukte direkt in den Prozess eingebracht (direkte Vergasung). Um das Produktgas nicht durch Stickstoff zu verdünnen, kann bei den autothermen Verfahren nur mit Sauerstoff (nicht mit Luft) vergast werden. Das Produktgas enthält hierbei auch den Abgasstrom aus der Teilverbrennung, so dass trotz Vergasung mit Sauerstoff, der erforderliche Stöchiometriefaktor nicht erreicht wird. Zur Einstellung der Stöchiometrie ist deshalb eine nachgeschaltete CO₂-Abtrennung erforderlich, oder es erfolgt nur eine Teilkonversion des Synthesegases zu Kraftstoff, und der nicht umgesetzte (wasserstoffarme bzw. kohlenoxidreiche) Restanteil wird z. B. für die Koproduktion von elektrischer Energie genutzt. Eine weitere Möglichkeit ist die unter Kap. 3.4 beschriebene Zugabe von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff zur Einstellung der Stöchiometrie.

Höhere Wasserstoffanteile in der thermochemischen Vergasung lassen sich mit allothermen Prozessen erzielen, bei denen die notwendige Prozessenergie von außen (über einen Wärmeübertrager oder über einen Wärmeträger) in den Vergasungsteil eingebracht wird (indirekte Vergasung). Die aufwändigere Prozessführung bei den allothermen Verfahren hat den Vorteil, dass das Abgas des wärmeliefernden Prozesses nicht mit dem Produktgas gemischt ist und so ein wasserstoffreicheres Gas mit bis zu 55 Vol.% H₂ resultiert. Auch bei den allothermen Verfahren reicht der Wasserstoffgehalt jedoch nicht aus, um den gewünschten Stöchiometriefaktor zu erzielen.

Nachfolgend sind einige Entwicklungen skizziert, die ein Synthesegas für eine nachfolgende Konversion zu regenerativen Kraftstoffen liefern.

Im Verfahren von Choren /Wolf 2002/ wird eine autotherme Niedertemperaturvergasung mit einer autothermen Flugstromvergasung, in der die in der Niedertemperaturstufe erzeugten Produkte Pyrolysegas und -koks umgesetzt werden, gekoppelt. Dieses zweistufige Verfahren benötigt zum Betrieb Sauerstoff als Vergasungsmittel. Das erzeugte, fast teerfreie Produktgas wird nach CO₂-Abtrennung in einem Syntheseschritt zu Methanol bzw. Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffen konvertiert.

Der FICFB-Prozess (Fast Internally Circulating Fluidised Bed) der Universität Wien /Hofbauer 2002/, der im 8-MW-Maßstab in Güssing in Österreich realisiert wurde, besteht aus zwei kommunizierenden Wirbelschichten in denen ein inerter Wärmeträger (z. B. Quarzsand) zirkuliert. Während in einem Wirbelbett Biomasse allotherm mit Wasserdampf unter Zuführung des heißen Wärmeträgers vergast wird, erfolgt in der zweiten Wirbelschicht die Wärmezufuhr zum Erhitzen des Wärmeträgers durch Verbrennen der Vergasungsrückstände mit Luft. Bei diesem Verfahrenskonzept sind die Gasströme getrennt, so dass das Produktgas nicht durch das Abgas des Verbrennungsteils verdünnt wird. Dieser Prozess wird zurzeit mit einer nachgeschalteten Methansynthese zur Erzeugung von Erdgassubstitut getestet, eine Erweiterung um eine Fischer-Tropsch-Anlage ist geplant /EU 2003/.

Auch das Verfahren der gestuften Reformierung /Mühlen 2002/ ist ein zweistufiger Prozess mit Trennung der Gasströme, bei dem das in der ersten Stufe erzeugte Pyrolysegas in einem nachgeschalteten Reformier mit Dampf allotherm zu einem Synthesegas konvertiert wird. Der in der Pyrolyse mitentstehende feste Rückstand (Koks) liefert die Prozesswärme durch Verbrennung mit Luft in einer separaten Brennkammer, in der ein inerter Wärmeträger (z. B. Stahl- oder Keramikugeln) erhitzt wird, um die Reaktionswärme für die endothermen Prozesse Reformierung und Pyrolyse zu liefern.

In einem speziell für die nachfolgende Synthese entwickelten Prozess zur Erzeugung konditionierter Synthesegase nach dem Konzept der absorptionsunterstützten Wasserdampfvergasung mit einem CO₂-absorbierenden Wirbelbettmaterial – auch hier mit zwei gekoppelten Wirbelbetten nach dem FICFB-Konzept – wurden kontinuierliche Wasserstoffgehalte im erzeugten Produktgas von ca. 70 Vol.% nachgewiesen /Marquard-Möllenstedt 2004/.

Ein weiterer Verfahrensansatz zur Erzeugung wasserstoffreicher Produktgase aus Biomasse ist die hydrothermale Vergasung, bei der Biomasse in überkritischem Wasser bei 600 - 700°C und ca. 250 bar umgesetzt wird und nach prozessintegrierter CO₂-Abtrennung hohe Wasserstoffgehalte von über 80 Vol.% resultieren /Schmieder 2000/.

Von /Henrich 2002/ wird ein Verfahrenskonzept bearbeitet, bei dem aufgrund des Anfalls der Biomasse dezentral ein Biopyrolyseöl (BCO) mit hoher Energiedichte durch eine Flashpyrolyse herge-

stellt wird (vgl. Abb. 5), um anschließend, nach Transport, in zentral angeordneten Flugstromdruckvergasern zu Synthesegas konvertiert zu werden.

Beim ZSW wurde eine Anlage zur Herstellung von Methanol aus einem CO-freien Synthesegas, bestehend aus Kohlendioxid und elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff, aufgebaut /Specht 1998/. In einer weiteren Demonstrationsanlage wurde Biogas zu einem Synthesegas reformiert und anschließend zu Methanol umgesetzt /Marquard-Möllenstedt 2002/.

Herstellung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen

Wasserstoff wird im Wesentlichen aus Synthesegas hergestellt. Über die Wassergas-Shift-Reaktion wird der CO-Anteil im Synthesegas mit Wasserdampf in Wasserstoff und CO₂ konvertiert und anschließend Wasserstoff vom Restgas (CO₂, Rest-CO, Wasserdampf, evtl. N₂, nicht umgesetztes Edukt) über eine Druckwechseladsorption (PSA) abgetrennt.

Die Herstellung von Methanol erfolgt praktisch ausschließlich über die sogenannte Niederdruck-Synthese bei einem Druck von bis zu 100 bar und Temperaturen von 250 bis 280°C unter Verwendung von Katalysatoren auf Cu/ZnO-Basis. Aus thermodynamischen Gründen kann nur ein Teil des eintretenden Synthesegases zu Methanol konvertiert werden. Das Syntheserestgas wird recycelt, um eine möglichst hohe Kohlenstoff-Konversion zu erzielen. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine genaue Einstellung der Stöchiometrie des Synthesegases. Im Gegensatz zu Erdgas als Edukt für die Synthese, ist bei biomassestämmigen Synthesegasen die Einstellung der Stöchiometrie nur über eine CO₂-Abtrennung möglich. Die energetischen Wirkungsgrade für die Erzeugung von Methanol aus Biomasse erreichen – in Abhängigkeit von der Verfahrensführung und den verwendeten Ausgangsmaterialien – Werte von bis zu 55 % /Larson 1994, ZSW 1999/. Alternativ kann eine Auslegung mit niedrigeren energetischen Wirkungsgraden (bezogen auf Methanol) gewählt werden, bei der das Syntheserestgas zur Co-Generation von Strom verwendet wird /Stucki 1996; Marquard-Möllenstedt 2002/.

Dimethylether kann entweder aus Methanol (Methanol Dehydration Technology) oder aus Synthesegas (Single-Step DME Synthesis) hergestellt werden. Der indirekte Herstellungspfad, bei dem zunächst konventionell Methanol erzeugt wird, mit anschließender katalytischer Umsetzung zu DME, ist Stand der Technik. Derzeit werden einige kleinere Pilotanlagen betrieben, bei denen DME auch direkt an einem speziell entwickelten Katalysator erzeugt wird.

Aus Synthesegas sind auch Kohlenwasserstoffe nach der Fischer-Tropsch-Synthese zugänglich. Die Reaktionsbedingungen der Fischer-Tropsch-Synthese sind 200 - 300°C bei einem Druck bis 25 bar unter Verwendung von Eisen- und Cobalt-basierten Katalysatoren. Die Primärprodukte sind nur zum Teil die gewünschten Kohlenwasserstoff-Fractionen sondern v. a. langkettige Kohlenwasserstoffe (wachsreiches „Syncrude“), die in einem weiteren Verfahrensschritt durch die Zugabe von Wasserstoff in kürzerkettige Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden müssen. Bei der hydrierenden Spaltung – wie auch zuvor bei der Fischer-Tropsch-Synthese – wird eine Produktbandbreite verschiedener Kohlenwasserstoffketten erzeugt. Hier unterscheidet sich die Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe z. B. von der Methanolsynthese, bei der nur eine bestimmte chemische Verbindung erzeugt wird. Bei einer dezentralen Kraftstofferzeugung ist es technisch sehr aufwändig, aufgrund der Produktbandbreite bei der Fischer-Tropsch-Synthese, definierte Kraftstoffqualitäten zu erzeugen, die direkt für die Nutzung im Fahrzeug verwendet werden können.

Eine weitere Möglichkeit zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen ist der MTG-Prozess (Methanol-to-Gasoline), bei dem Methanol an Zeolith-Katalysatoren umgesetzt wird. Methanol wird bei Tem-

peraturen von 350 - 450 °C und geringem Überdruck von einigen bar zunächst zu Dimethylether konvertiert, der über die Stufe der leichten Olefine schließlich zu Benzin-Fractionen reagiert.

Auch methanreiche Gase (SNG) können aus Synthesegas durch eine sogenannte Methanisierung hergestellt werden. Eine Alternative hierzu ist die hydrierende Druckvergasung von Biomasse, die bereits im ersten Primärschritt ein Gas mit einem hohen Methananteil liefert. In einem nachfolgenden Verfahrensschritt wird nur der Restanteil im Gas bei einer Temperatur von ca. 400°C methanisiert /Mozaffarian 2001, Stucki 2003/.

Neben biomassestämmigen, CO-haltigen Synthesegasen können für die Methanol-, DME-, Methan- und die Fischer-Tropsch-Synthese auch CO-freie Synthesegase verwendet werden. Dies eröffnet die Möglichkeit, kohlenstoffbasierte Kraftstoffe auch aus CO₂ und H₂ zu erzeugen. Alle heute verwendeten, auf fossiler Basis hergestellten Kraftstoffe sind prinzipiell auch auf regenerativem Wege aus Biomasse, aus erneuerbarer Elektrizität oder aus einer Kombination der beiden Primärenergieträger zugänglich.

5. Kosten und CO₂-Emissionen regenerativer Kraftstoffe

Der Einsatz regenerativer Kraftstoffe muss sich neben den ökologischen Effekten auch an der Kostensituation orientieren. In Abbildung 6 ist dargestellt, dass die Umwandlung regenerativer Primärenergieträger in Kraftstoffe auf absehbare Zeit noch mit Zusatzkosten gegenüber den heutigen Kosten für Diesel bzw. Benzin verbunden ist. Im Allgemeinen sind die Herstellungsprozesse für regenerative Kraftstoffe komplizierter und energetisch weniger effizient (und damit teurer), da es sich um chemische Konversionsprozesse handelt, während die Gewinnung von Diesel/Benzin zum wesentlichen Teil nur ein physikalischer Abtrennprozess ist. Zudem liegen die reinen Rohstoffkosten für Energiepflanzen mit ca. 0,02 €/kWh (vgl. Abb. 3) – bei deutlich schlechteren Umwandlungswirkungsgraden zu Kraftstoff – höher als die derzeitigen Rohölkosten (30 US-\$/Barrel entsprechen ca. 0,016 €/kWh).

Die Kosten von Kraftstoffen auf Biomasse-Basis bewegen sich in einer Bandbreite zwischen 0,05 und 0,15 €/kWh und sind somit deutlich höher als die Herstellungskosten von Benzin/Diesel. Die Kosten reichen bis ca. 0,5 €/kWh für Flüssigwasserstoff aus photovoltaisch erzeugtem Strom (und damit ca. 5 € pro Liter Benzin-/Dieseläquivalent).

Die Bereitstellung der Kraftstoffe ist mit unterschiedlich hohen Energieaufwendungen und Umweltauswirkungen verknüpft, die aus der Gewinnung der Primärenergie, dem Herstellungsprozess, dem Transport der Produkte, den Verwendungsmöglichkeiten von Nebenprodukten sowie der Kraftstoffnutzung resultieren. Erneuerbare Kraftstoffe zeichnen sich vor allem durch einen geringen Verbrauch erschöpflicher Ressourcen und damit niedrigen CO₂-Emissionen aus. Im Vergleich zu den Benzin- und Dieselherstellungsketten kann eine deutliche CO₂-Einsparung erzielt werden. Die Aufwendungen bei Kraftstoffen auf Biomassebasis hängen vor allem davon ab, ob Reststoffe oder Energiepflanzen eingesetzt werden und wie die Nebenprodukte verwendet werden. Zudem sind, auch bei Kraftstoffen auf Basis erneuerbaren Stroms, die Transportketten und andere nachgelagerte Prozessschritte von Belang.

Entsprechend dem reduzierten Verbrauch fossiler Primärenergieträger liegen die durch Herstellung und Verbrennung freigesetzten Klimagase bei erneuerbaren Kraftstoffen deutlich niedriger. Während für die regenerativen Kraftstoffe Einsparungen von bis zu 90 % bzgl. der klimarelevanten

Emissionen möglich sind, führt die Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus fossilen Primärenergieträgern (Erdgas, Kohle) zu höheren CO₂-Emissionen gegenüber den konventionellen Kraftstoffen Benzin/Diesel aus Erdöl. Insbesondere die Nutzung von Kohle zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen ist mit drastisch höheren CO₂-Emissionen verbunden (um den Faktor 2,5 !). Auch die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen oder Wasserstoff aus Erdgas bedingt bezogen auf den erzeugten Sekundärenergieträger („well-to-tank“) ca. 20 % höhere CO₂-Emissionen gegenüber Benzin/Diesel, die in der gesamten Energiekette („well-to-wheel“) durch energieeffiziente Antriebstechnologien (z. B. Brennstoffzellen) wieder kompensiert werden müssen.

Die Herstellung von Biodiesel führt zu etwas höheren CO₂-äquivalenten Emissionen, als man aufgrund des Energieverbrauchs vermuten würde. Dies ist vor allem auf die von der Art des Landbaus (z. B. Düngemittelsatz) abhängigen Lachgasemissionen zurückzuführen /Reinhardt 2000/. Bei Ethanol ist ein erheblicher Anteil nicht erneuerbarer Energie zur Erzeugung notwendig. In diesen Fällen fällt die Einsparung klimarelevanter Gase geringer aus als bei den Herstellungspfaden über Synthese- bzw. Biogas als Zwischenprodukt oder auf Basis erneuerbaren Stroms.

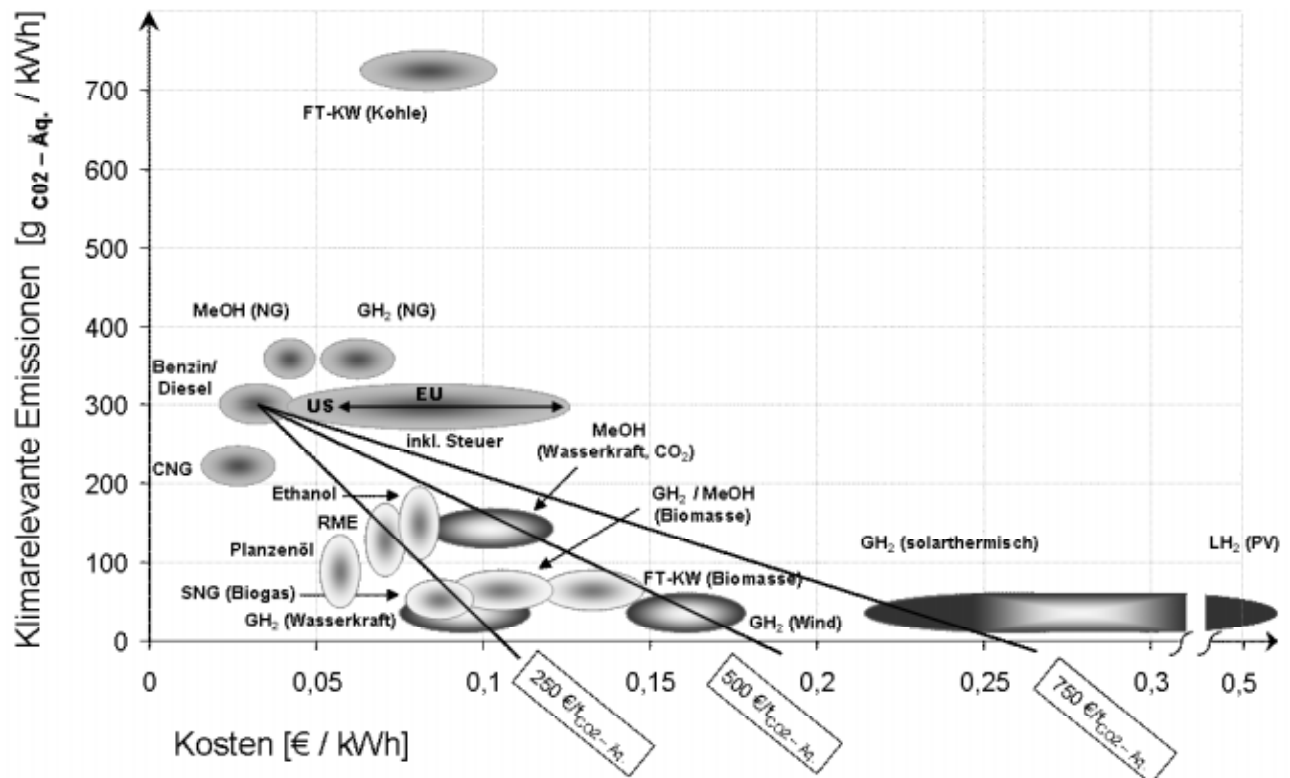


Abb. 6: Kosten und Treibhausgas-Emissionen verschiedener fossiler und regenerativer Kraftstoffe

Anmerkung:

Kraftstoffe aus fossilen Energieträgern (grau, Mitte schwarz), aus Biomasse (hellgrau), aus regenerativ erzeugtem Strom (grau, Mitte hell);

in Klammern sind die Primärressourcen angegeben: PV (Photovoltaik);

Werte ohne Steuern, Ausnahme Benzin/Diesel ohne und mit Steuern in US und EU;

Bezugsgröße: Rohölpreis 30 US-\$/Barrel

MeOH: Herstellung aus Erdgas (NG), aus Holz, aus Kraftwerks-CO₂ und elektrolytisch hergestelltem H₂;

GH₂: Wasserstoff gasförmig bei 250 bar, LH₂: Flüssigwasserstoff;

CNG: Druckerddgas (250 bar), SNG: Erdgassubstitut (250 bar);

Die Geraden bezeichnen CO₂-Vermeidungskosten mit 250, 500 und 750 €/tCO₂-Äq.;

Quelle: /Dreier 2000, Schindler 2003, GM 2002, GREET 2004, VES 2001, ReFuelNet 2004, ZSW 2004/

Gegenüber dem Referenzfall Benzin/Diesel in Abbildung 6 können aus der Kostendifferenz und den eingesparten klimarelevanten Emissionen für die verschiedenen regenerativen Kraftstoffe die CO₂-Vermeidungskosten berechnet werden. Die in Abbildung 6 eingezeichneten Geraden bezeichnen CO₂-Vermeidungskosten mit 250, 500 und 750 €/t_{CO₂-Äq.}, bezogen auf den heutigen Referenzfall (30 US-\$/Barrel).

Die niedrigsten CO₂-Vermeidungskosten ergeben sich für die Nutzung der fossilen Ressource Erdgas. Erdgas weist aufgrund der chemischen Zusammensetzung des Brennstoffs pro Kilowattstunde geringere CO₂-Emissionen auf als Benzin/Diesel. Je wasserstoffreicher der (fossile) Brennstoff ist, desto niedriger ist die pro Kilowattstunde resultierende CO₂-Menge. Selbst in komprimierter Form ist Erdgas kostenmäßig etwas günstiger als Benzin/Diesel, so dass in diesem Fall sogar negative CO₂-Vermeidungskosten resultieren (ohne Berücksichtigung weiterer Transaktionskosten).

Die geringsten CO₂-Vermeidungskosten für die Erzeugung und Nutzung regenerativer Kraftstoffe resultieren für unverestertes Pflanzenöl mit ca. 120 €/t_{CO₂-Äq.}. Für Biodiesel und für Erdgassubstitut aus Biogas betragen die mittleren CO₂-Vermeidungskosten ca. 230 €/t_{CO₂-Äq.}, für Ethanol sowie Wasserstoff bzw. Methanol aus Biomasse ca. 330 €/t_{CO₂-Äq.} und für Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe mindestens 400 €/t_{CO₂-Äq.}. Bei der Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom sind mit Ausnahme der Erzeugung von Wasserstoff aus Wasserkraft mit ca. 250 €/t_{CO₂-Äq.} die CO₂-Vermeidungskosten deutlich höher und betragen für Wasserstoff aus Windenergie und für Methanol aus elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff (aus Wasserkraft) und abgetrenntem CO₂ aus den Rauchgasen konventioneller Kraftwerke ca. 500 €/t_{CO₂-Äq.}. Für solaren Wasserstoff resultieren sogar CO₂-Vermeidungskosten von mindestens 750 €/t_{CO₂-Äq.}.

Damit liegen die Kosten zur Vermeidung klimarelevanter Emissionen im Verkehrsbereich durch regenerative Kraftstoffe deutlich über anderen Maßnahmen, wie z. B. der Substitution von fossilen Energieträger durch Biomasse im Wärmemarkt mit bis zu 50 €/t_{CO₂-Äq.} oder durch den Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung mit 50 - 100 €/t_{CO₂-Äq.}.

6. Perspektiven

Mit regenerativen Kraftstoffen sind drastische CO₂-Einsparungen von über 90 % möglich, die allein mit der Effizienzsteigerung der Antriebsaggregate nicht zu erzielen wären. Biogene Ressourcen sind zwar nicht unbegrenzt vorhanden, vermögen aber doch nennenswerte Anteile von 7 % für Deutschland bis 27 % weltweit (bezogen auf den heutigen Kraftstoffverbrauch für den Verkehr) zu decken. Langfristig kommt auch regenerativ erzeugte Elektrizität für die Erzeugung von Kraftstoffen in Betracht.

Wie wird sich vor dem Hintergrund der ambitionierten Zielvorgaben der Europäischen Union der Anteil verschiedener regenerativer Kraftstoffe am Gesamtverbrauch zukünftig gestalten? Wann welcher regenerative Kraftstoff eine Marktdurchdringung erfahren wird, hängt u. a. von den vermiedenen CO₂-Emissionen, den CO₂-Vermeidungskosten und der Verfügbarkeit verschiedener Technologien ab.

Ein wesentlicher Faktor für den Zeitpunkt des Einsatzes regenerativer Kraftstoffe ist der ökoeffiziente Einsatz der regenerativen Primärenergieträger. Dieser hängt davon ab wie viel CO₂-Emissionen oder andere Umweltwirkungen vermieden werden können, indem regenerative Energieträger verwendet werden. Während in Deutschland eine kWh Strom im derzeitigen, relativ inef-

fizienten und kohlelastigen Erzeugungssystem zu ca. 0,7 kg CO₂ führt, verursacht eine kWh Benzin bzw. Diesel lediglich ca. 0,3 kg CO₂. Die Substitution konventionellen Stroms durch regenerative Energieträger ist also unter Klimagesichtspunkten mehr als doppelt so effizient als der Ersatz von konventionellen Kraftstoffen /Specht 2002/. Der optimale Einsatz von regenerativ hergestellten Kraftstoffen im Verkehr ist unter diesen Gesichtspunkten allerdings eine Funktion der Zeit. Einerseits werden die zunehmende Durchdringung des Kraftwerksparks durch klimaneutrale Energieträger und die Substitution von Kohle durch Erdgas zu sinkenden spezifischen CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung führen. Gebremst wird dieser Rückgang jedoch durch den Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Andererseits werden Benzin/Diesel-Kraftstoffe durch zunehmende Ressourcenverknappung und zusätzliche Umwandlungsschritte (synthetische Kraftstoffe aus Erdgas/Kohle) sowie durch die steigenden Anforderungen an die chemische Zusammensetzung der Kraftstoffe zu wachsenden Emissionen führen. Aus Gründen der Ökoeffizienz erweist sich der Einsatz erneuerbarer Energieträger zumindest auf einer langfristigen Zeitskala deshalb als dringend geboten.

Mit den Vermeidungskosten von Klimagasen allein lässt sich der Einsatz regenerativer Kraftstoffe derzeit nicht rechtfertigen, da die CO₂-Vermeidung im Verkehrsbereich besonders teuer ist. Zukünftig wird jedoch jeder Energieverbrauchssektor, auch der Verkehrsbereich, seinen Beitrag zur Senkung klimarelevanter Emissionen leisten müssen. Von strategischer Bedeutung für die Bewertung des Einsatzes regenerativer Primärenergieträger im Verkehr ist allerdings die zukünftige Preisentwicklung, da sich durch eine relative Verschiebung der Preisentwicklungen im mobilen und stationären Bereich, also beispielsweise durch einen früheren überproportionalen Anstieg der Rohölkosten durch kürzere Reichweiten, eine Verschiebung des Zeitpunktes ergeben kann, zu dem der Einsatz im mobilen Sektor attraktiver wird. Eine Studie von Prognos /Prognos 2001/ geht beispielsweise von einer Verdreifachung der Rohölpreise bis 2050 aus, während der Strompreis moderat ansteigen wird. Damit wird die Substitution von rohölbasierten Kraftstoffen zukünftig attraktiver.

Neben den Kriterien der CO₂-Vermeidung zur Einführung regenerativer Kraftstoffe spielen jedoch auch weitere Gesichtspunkte eine wesentliche Rolle. Wird der Kriterienkatalog um die Diversifizierung der Ressourcen und der daraus resultierenden Versorgungssicherheit erweitert, so ergeben sich für die Verwertung regenerativer Energieträger andere Präferenzen. Während im Strom- und Wärmemarkt eine Vielzahl von Substitutionsmöglichkeiten besteht, ist die Reduzierung der Rohöl-Abhängigkeit im Verkehrsbereich weitaus schwieriger. Gerade diese Tatsache spricht für einen verstärkten Einsatz regenerativer Primärenergieträger für die Erzeugung von Kraftstoffen.

Die Mineralölsteuerbefreiung für Biokraftstoffe in Deutschland wird dazu führen, dass die Mineralölkonzerne regenerative Anteile den konventionellen Kraftstoffen zumischen. Aufgrund der vorhandenen Infrastruktur werden kurzfristig verstärkt Biodiesel (als Reinkraftstoff und als Zumischung bis 5 % zu konventionellem Dieseldieselkraftstoff) sowie Ethanol (als Zumischung bis 5 % zu Benzin bzw. zur Erzeugung des „Oktanboosters“ ETBE) Anteile am Markt gewinnen. Wegen der relativ geringen Netto-Flächenerträge von ca. 11 MWh/(ha × a) ist das Wachstumspotenzial von Biodiesel (und je nach Herstellungsart auch für Ethanol) jedoch begrenzt. Mittelfristig werden – neben Erdgassubstitut aus Biogas – synthetische Kraftstoffe eine verstärkte Marktdurchdringung erfahren, sofern es gelingt, an die Biomasse angepasste Konversionstechnologien zu etablieren. Erst sehr langfristig (> 2050 ?) wird erwartet, dass Wasserstoff wesentliche Anteile gewinnen kann, da die Infrastrukturerfordernisse große ökonomische Herausforderungen darstellen. Fraglich ist hierbei, wann dieser Wasserstoff aus regenerativen Ressourcen hergestellt wird, oder – was wahrscheinlicher ist – die Herstellung zunächst aus fossilen Rohstoffen erfolgt, mit den daraus resultierenden klimarelevanten Emissionen.

Die Nutzung landwirtschaftlicher Biomasse zur Erzeugung von Kraftstoffen ist auch vor dem Hintergrund der EU-Osterweiterung von Interesse, um im Rahmen eines agrarpolitischen Umbaus – unter Wahrung ökologischer Randbedingungen und des Lebensmittelanbaus – neue Erwerbsquellen für die Landwirtschaft zu schaffen. Nicht zu vernachlässigen sind hierbei die Beschäftigungseffekte. Für die EU-15 wird geschätzt, dass ein Anteil von 1 % Biokraftstoffen 45.000 bis 75.000 Arbeitsplätze generieren wird /Linkohr 2003/.

7. Literatur

/BEN 2002/

Balanco Energetico Nacional, BEN 2002, MME, Ministerio das Minas e Energia, Brasilia, Brazil (2002)

/Berg 2001/

C. Berg: "World Ethanol Production 2001",
www.distill.com/world_ethanol_production.htm (2004)

/Dreier 2000/

T. Dreier: "Ganzheitliche Systemanalyse und globale Potenzialanalyse biogener Kraftstoffe", Dissertation TU-München, Ife Schriftenreihe, Heft 42, E&M Verlag Herrsching (2000)

/Energiebilanzen 2004/

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, www.ag-energiebilanzen.de (2004)

/Ethanol 2004/

www.ethanolRFA.org (2004)

/EU 2001/

Europäische Kommission: "Grünbuch - Hin zu einer europäischen Strategie für Versorgungssicherheit" (2001); "Weissbuch – Die europäische Verkehrspolitik bis 2010: Weichenstellung für die Zukunft" (2001); "Über alternative Kraftstoffe für den Straßenverkehr und ein Bündel von Maßnahmen zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen", Brüssel, COM 547 (2001)

/EU 2003/

Integrated Project SES6-CT-2003-502705 der Europäischen Union im 6. Forschungsrahmenprogramm (2003)

/GM 2002/

"Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study". LB-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, (2002)
<http://www.lbst.de/gm-wtw/> (2004)

/GREET 2004/

GREET: Transportation Fuel Cycle Model, Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory
<http://www.transportation.anl.gov/greet/> (2004)

/Henrich 2002/

E. Henrich, E. Dinjus, D. Meier, F. Weirich: "A New Concept for Biomass Gasification at High Pressure", Proceedings 12th European Conference on Biomass, published on CD, Amsterdam (2002)

/Hofbauer 2002/

H. Hofbauer, R. Rauch: "Zweibett-Wirbelschichtvergasung in Güssing (A) mit 2 MWe/4,5 MWt - Konzept, Betriebserfahrungen und Wirtschaftlichkeit", 7. Holzenergie Symp., ETH Zürich, Schweiz (2002)

/IEA 2001/

International Energy Agency: "Key World Energy Statistics from IEA", Paris (2001)

/Larson 1994/

E. Larson, R. Katofsky: "Advances in Thermochemical Biomass Conversion", A. Bridgwater (Ed.), Chapman and Hall, London (1994)

/Langniß 1997/

O. Langniß, J. Nitsch, J. Luther und E. Wiemken: "Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland", Proceedings des Workshops "Strategien für einen nachhaltige Energieversorgung" 12.12.1997, Freiburg, Forschungsverbund Sonnenenergie (1997)

/Linkohr 2003/

R. Linkohr: "Regenerative Kraftstoffe aus Sicht der Politik", Proceedings der Fachtagung "Regenerative Kraftstoffe – Entwicklungstrends, F&E-Ansätze, Perspektiven", Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, 13./14.11.2003, Stuttgart, 137 (2003)

/Marquard-Möllenstedt 2002/

T. Marquard-Möllenstedt, F. Baumgart, M. Specht: "Herstellung von regenerativem Methanol aus Biogas", DGMK-Tagungsbericht 2002-2, 189 (2002)

/Marquard-Möllenstedt 2004/

T. Maquard-Möllenstedt, P. Sichler, M. Specht, M. Michel, R. Berger, K.R.G. Hein, E. Höftberger, R. Rauch, H. Hofbauer: "Wasserstoffherstellung durch absorptionsunterstützte Wasserdampf-Vergasung von Biomasse"; DGMK-Tagungsbericht (2004), im Druck

/Mozaffarian 2001/

M. Mozaffarian, R. Zwart: "Production of Substitute Natural Gas by Biomass Hydrogasification"; Proceedings of the World Conference on Biomass for Energy and Industry, Sevilla, Spain, 1601 (2001)

/Mühlen 2002/

H.-J. Mühlen, M. Mayer, C. Schmid: "Gestufte Reformierung biogener Reststoffe – Erste Betriebserfahrungen mit der 1 MW-Versuchsanlage 'Der Blaue Turm' in Hertzen", DGMK-Tagungsbericht 2002-2, 103 (2002)

/Nitsch 2000/

J. Nitsch und F. Trieb: "Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger", Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, DLR Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart (2000)

/Prognos 2001/

M. Schlesinger: "Szenarienerstellung – soziodemografische und ökonomische Rahmendaten"; Zwischenbericht für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung" des Deutschen Bundestages, Prognos AG, Basel (2001)

/Quaschnig 1999/

V. Quaschnig: "Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert"; Habilitationsschrift, Technische Universität Berlin, Berlin (1999)

/ReFuelNet 2004/

Abschlussbericht des Kompetenznetzwerks "Regenerative Kraftstoffe ReFuelNet", Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart (2004)

www.refuelnet.de

/Reinhardt 2000/

G. Reinhardt, G. Zemanek: "Ökobilanz Bioenergieträger: Basisdaten, Ergebnisse, Bewertungen", Erich Schmidt, Berlin (2000)

/Schindler 2003/

T. Schindler, W. Weindorf: "Biomasse als Basis einer neuen regionalen Energieversorgungsstruktur: Potenziale, Techniken, Kosten", 1. Aachener Anwenderforum für Bioenergienutzung in Stadt und Region, 29. April 2003, Aachen

<http://www.eurosolar.org/new/de/downloads/SchindlerKopie.pdf> (2004)

/Schmieder 2000/

H. Schmieder, J. Abeln, E. Dinjus, A. Kruse, M. Kluth, G. Petrich, E. Sadri, M. Schacht: "Hydrothermal Gasification of Biomass and Organic Waste", J. Supercritical Fluids 17, 145 (2000)

/Schneider 2004/

S. Schneider, D. Falkenberg, M. Kaltschmitt: "Erneuerbare Energien in Deutschland – Stand 2003", BWK 4 (2004)

/Specht 2002/

M. Specht, A. Bandi, M. Pehnt: "Regenerative Kraftstoffe – Bereitstellung und Perspektiven", Themen 2001 "Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen", Forschungsverbund Sonnenergie, 114, Berlin (2002)

/Specht 1999/

M. Specht, A. Bandi, F. Baumgart, C.N. Murray, J. Gretz: "Synthesis of Methanol from Biomass/CO₂ Resources" in "Greenhouse Gas Control Technologies", B. Eliasson, P.W.F. Riemer, A. Wokaun (Eds.), 723, Pergamon, Amsterdam (1999)

/Specht 1998/

M. Specht, F. Staiß, A. Bandi and T. Weimer: "Comparison of Renewable Transportation Fuels, Liquid Hydrogen and Methanol, with Gasoline - Energetic and Economic Aspects"; Int. J. Hydrogen Energy 23, 387 (1998)

/Staiß 2003/

F. Staiß: "Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03", Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein, Radebeul (2003)

/Stucki 1996/

S. Stucki: "Biometh – Methanolproduktion aus Biomasse-Abfällen in der Schweiz"; Schlussbericht, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern, Schweiz (1996)

/Stucki 2003/

Proceedings der Fachtagung "Regenerative Kraftstoffe – Entwicklungstrends, F&E-Ansätze, Perspektiven", Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, 13./14.11.2003, Stuttgart, 101 (2003)

/VES 2001/

"Kraftstoff der Zukunft", Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie, Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen

<http://www.bmvbw.de/Mobilitaet-.643.2458/.htm> (2004)

/Wellinger 2004/

A. Wellinger, A. Lindberg: "Biogas Upgrading and Utilisation", IEA Bioenergy, Task 24: Energy from Biological Conversion of Organic Waste,

www.novaenergie.ch/iea-bioenergy-task37/Dokumente/Biogas%20upgrading.pdf (2004)

/Wolf 2002/

B. Wolf: "Von der Kohle- zur Biomassevergasung", DGMK-Tagungsbericht 2002-2, 53 (2002)

/ZSW 1999/

M. Specht, A. Bandi, F. Baumgart, C. Linkohr, F. Staiß: "Kombinierte Nutzung von Biomasse und Wasserkraft", Endbericht, Forschungsauftrag (1999)

/ZSW 2004/

Berechnungen des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart (2004)

Untersuchungen der Emissionen von Biodiesel und neuen Dieselkraftstoffen

Prof. Dr. Jürgen Krahl, Axel Munack, Olaf Schröder, Jürgen Bünger, FH Coburg

Zusammenfassung

Es wurden verschiedene fossile und biogene Kraftstoffe hinsichtlich ihrer Emissionen untersucht. Dabei handelte es sich um vier Biodieselqualitäten, die durch unterschiedliche Anteile von Palm-, Raps- und Sojaölmethylester gewonnen wurden, einen Gas-to-Liquid-Kraftstoff (GTL), die neu eingeführten Kraftstoffe V-Power Diesel von Shell und Ultimate Diesel aus dem Hause Aral sowie zum Vergleich konventioneller Referenz-Dieselmotorkraftstoff (DK).

Die Partikelmasse- und Stickoxidemissionen lagen bei der Verwendung von Dieselmotorkraftstoff und GTL unterhalb der Grenzwerte. Der GTL-Kraftstoff bewirkte eine Absenkung dieser Emissionen im Vergleich zu DK. V-Power Diesel und Ultimate Diesel hatten keine Auswirkung auf die Stickoxidemissionen, senkten jedoch die Partikelemissionen leicht ab. Die Verwendung von Biodiesel senkte ebenfalls die Partikelmasseemissionen deutlich, führte jedoch zu einer Erhöhung der Stickoxidemissionen, so dass bei drei der vier Qualitäten der Abgasgrenzwert überschritten wurde, wohingegen er mit einer Charge eingehalten werden konnte. Bei den Partikelmasse- und Stickoxidemissionen unterschieden sich die Biodieselqualitäten untereinander beträchtlich.

Die partikulären Emissionen von RME, V-Power Diesel und Ultimate Diesel wurden im Vergleich zum DK auf ihre Mutagenität untersucht. Alle drei Kraftstoffe wirkten etwa 40 – 60 % weniger mutagen als DK.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Kraftstoffformulierung einen erheblichen Einfluss auf die Emissionen hat. Dieses Ergebnis ist insbesondere für Biodiesel von großer Bedeutung, weil das Ergebnis der Testreihe deutliche Hinweise darauf gibt, dass das Potenzial der Kraftstoffoptimierung bei Biodiesel mit Blick auf die NO_x-Emissionen noch nicht erschöpft ist.

Einleitung und Zielsetzung

Der Absatz von Biodiesel (Fettsäuremethylester, FAME – in Deutschland meist Rapsölmethylester, RME) hat sich in den letzten Jahren schrittweise bis auf geschätzte 1.200.000 t im Jahre 2004 [1] erhöht. Biodiesel wird flächendeckend in Deutschland an rund 1.900 Tankstellen angeboten. Als Auslöser für diese Entwicklung gilt die Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen [2]. Ziel dieser Richtlinie ist die Erhöhung des Anteils von Biokraftstoffen im Verkehrssektor, beginnend bei 2 % im Jahre 2005 bis hin zu 5,75 % im Jahre 2010. Mit Blick auf die Endlichkeit der fossilen Ressourcen wird dadurch die Entwicklung der nachhaltigen Mobilität gefördert. Bei der verstärkten Nutzung nachwachsender Rohstoffe sind außerdem positive ökologische Aspekte – wie zum Beispiel die Emissionsreduktion klimarelevanter Gase – aber auch die verantwortliche Pflege einer ländlichen Kulturlandschaft sowie der Erhalt landwirtschaftlicher Strukturen von großer Bedeutung.

Prinzipbedingt entstehen bei der motorischen Nutzung biogener Kraftstoffe in Verbrennungskraftmaschinen auch Produkte der unvollständigen Verbrennung sowie Stickoxide (NO_x). Letztere führen bei Biodiesel durchschnittlich zu höheren Werten als bei fossilem Dieselmotorkraftstoff [3].

Um den NO_x-Nachteil von Biodiesel zu kompensieren, wurde unlängst ein Biodieselsensor entwickelt, der im Kraftstoffsystem das jeweils vorliegende Gemisch aus Biodiesel und Dieselmotorkraftstoff (DK) erkennt und dem Motorsteuergerät eine entsprechende Information gibt [4], [5]. Somit ist es prinzipiell möglich, durch Variation der Einspritzung die Stickoxide bei Biodieselmotorbetrieb auf dem Niveau von DK zu halten [6].

Ziel der hier vorgestellten Untersuchungen war es, darüber hinaus auch kraftstoffseitige Emissionsminderungspotenziale durch Modifizierung des Kraftstoffs aufzuzeigen. Dabei standen – wie schon bei der Entwicklung des Biodieselsensors – die Stickoxide im Mittelpunkt des Interesses.

Für die Versuchsreihen wurden Kraftstoffmischungen aus Palmölmethylester (PME), Sojamethylester (SME) und RME, sowie reiner RME gemäß DIN EN 14214 und Referenzdieselmotorkraftstoff gemäß DIN EN 590 verwendet. Bei allen Mischungen wurde darauf geachtet, dass die erhaltenen FAME-Lose weitestgehend der Biodieselnorm DIN EN 14214 entsprachen. Des Weiteren wurden ein neuartiger Gas-to-Liquid-Kraftstoff (GTL) – als Prototyp für zukünftige Biomassekraftstoffe (BTL) – und die neuen Kraftstoffe von Shell und Aral (V-Power Diesel und Ultimate Diesel) in die Untersuchungen einbezogen.

Versuchstand und Kraftstoffe

Als Versuchsmotor diente ein Mercedes-Benz OM 906 Motor. Der Sechszylindermotor hat eine Leistung von 205 kW und ist nach Euro III zertifiziert. Weitere Motordaten sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tab. 1: Kenndaten des Versuchsmotors

Zylinderhub	130 mm
Zylinderbohrung	102 mm
Zylinderanzahl	6
Hubvolumen	6370 cm ³
Nenndrehzahl	2300 min ⁻¹
Nennleistung	205 kW
Max. Drehmoment	1100 Nm / 1300 min ⁻¹
Abgasnorm	Euro 3

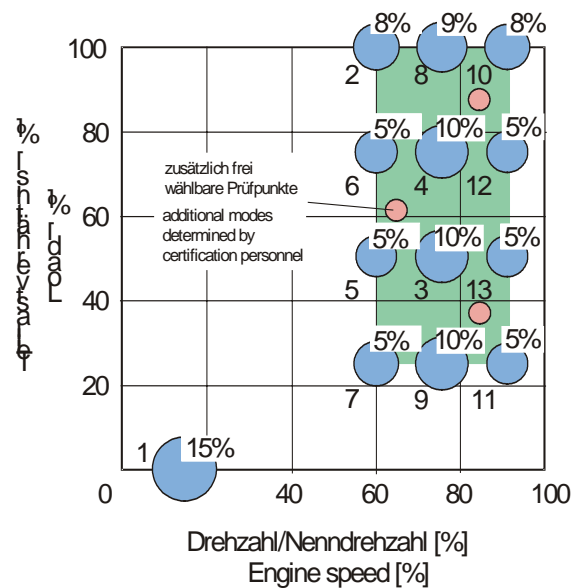


Bild 1: Lastpunkte im 13-Phasen-Test (ESC)

Eine Wirbelstrombremse nahm die Leistung des Motors ab. Dabei wurden die 13 Phasen des ESC-Tests durchfahren. Die Messung der gasförmigen Abgaskomponenten erfolgte aus dem Rohabgas und die Partikelprobenahme nach einer Teilstromverdünnung jeweils in der letzten Minute jeder Phase. Dabei wurde zur Partikelmassebestimmung ein Teilstrom des zuvor verdünnten Abgases über ein teflonbeschichtetes Glasfaserfilter (T60A20 der Firma Pall) geleitet. Die Probenahmezeit blieb dabei konstant, während der Volumenstrom den Wichtungs- und Verdünnungsverhältnissen der einzelnen Phasen angepasst wurde. Für jeden Kraftstoff fand mindestens eine Dreifachbestimmung der Emissionswerte statt.

Unterschiedliche Biodieselqualitäten wurden aus Raps-, Soja- und Palmölmethylester hergestellt. In reiner Form erfüllte nur RME die DIN EN 14214. Sojaölmethylester (mit tendenziell höherer Iodzahl als RME) und Palmölmethylester (mit tendenziell kürzerer Kettenlänge als RME) wurden soweit mit Rapsölmethylester gemischt, dass die daraus resultierenden Biodieselmischungen noch innerhalb der Norm lagen (Ausnahme: Oxidationsstabilität bei FAME 1 und 4). Die verwendeten FAME-Qualitäten sind in Tabelle 2 spezifiziert. Sie unterschieden sich hauptsächlich in der Iodzahl und der Kältestabilität. Die Kennwerte des Referenz-DK und des GTL-Kraftstoffs sind in Tabelle 3 gezeigt. Bei GTL ist der hohe CFPP-Wert auffällig, der ähnlich wie der Dichtewert den akademischen Ansatz der Einbeziehung dieses Kraftstoffs in die Untersuchungen unterstreicht.

Die für die Mutagenitätsuntersuchungen verwendeten Kraftstoffe wurden nicht vollständig analysiert. DK und RME entstammen aus anderen Chargen als bei den Vergleichsuntersuchungen mit FAME 1 bis 4. Dennoch wurden sie gemäß der gültigen Normen bezogen. V-Power Diesel und Ultimate Diesel hatten Tankstellenqualität. Die Analysedaten sind in Tabelle 3 gezeigt.

Tab. 2: Eigenschaften der Biodieselmethylester mit Grenzwerten nach DIN EN 14214

Eigenschaft	Resultat				Einheit	Grenzwerte	
	FAME 1	FAME 2	FAME 3	FAME 4		Min.	Max.
Rapsölmethylester	75	100	45	60	Vol.-%		
Sojaölmethylester	25	0	0	12,5	Vol.-%		
Palmölmethylester	0	0	55	27,5	Vol.-%		
Dichte (15 °C)	0,8836	0,8832	0,8789	0,8818	g/mL	0,86	0,900
Kin. Viskosität (40 °C)	4,345	4,333	4,516	4,459	mm ² /s	3,5	5,0
Flammpunkt	> 171	> 171	> 171	> 171	°C	120	
CFPP	-10	-15	-2	-6	°C		0/-20
Wassergehalt	283	170	214	381	mg/kg		500
Gesamtverschmutzung	4	2	3	1	mg/kg		24
Oxidationsstabilität	4,73	8,37	8,00	1,35	h	6	
Neutralisationszahl	0,132	0,132	0,480	0,28	mg KOH/g		0,5
Monoglyceride	0,46	0,61	0,25	0,34	Gew. %		0,8
Diglyceride	0,07	0,09	0,04	0,07	Gew. %		0,2

Eigenschaft	Resultat				Einheit	Grenzwerte	
	FAME 1	FAME 2	FAME 3	FAME 4		Min.	Max.
Triglyceride	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,005	Gew. %		0,2
Freies Glycerin	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,01	Gew. %		0,02
Gesamtglyceringehalt	0,13	0,17	0,07	0,11	Gew. %		0,25
Iodzahl	117	112	82	100	-		120
Phosphorgehalt	< 1	< 1	< 1	< 1	mg/kg		10
Alkaligehalt	< 1	< 1	< 1	< 1	mg/kg		5
Seifengehalt	< 5	7	< 5	< 5	mg/kg		
Erdalkaligehalt	< 1	< 1	< 1	< 1	mg/kg		5
Estergehalt	99,3	99,0	99,8	97,7	Gew. %	96,5	

Tab. 3: Eigenschaften von DK und GTL sowie Shell V-Power Diesel und Aral Ultimate Diesel mit Grenzwerten nach DIN EN 590

Eigenschaft	Resultat				Einheit	Grenzwerte	
	DK	GTL	V-Power	Ultimate		Min.	Max.
Dichte (15 °C)	0,8345	0,7868	0,8326	0,8324	g/mL	0,820	0,845
Kin. Viskosität (40 °C)	3,474	3,6	3,168	3,837	mm ² /s	2,0	4,5
Flammpunkt	100	126	70	101	°C	55	
CFPP	-20	+3	-19	-9	°C		0/-20 ¹⁾
Wassergehalt	30	48	65	24	mg/kg		200
Gesamtverschmutzung		7	23	1	mg/kg		24
Oxidationsstabilität	1	2,2 h ²⁾	2,9	0,3	g/m ³		25
Neutralisationszahl	0,0	0,039			mg KOH/g		
Schwefelgehalt	35	<2	5,9	1	mg/kg		350
Koksrückstand	< 0,01	0,03	0,05	< 0,01	Gew. %		0,3
Monoaromaten	16,4				Vol. %		
Diaromaten	3,4				Vol. %		
Polyaromaten	0,01		2,4	0,9	Vol. %		

¹⁾Sommer-/Winterqualität ²⁾nach EN 14112

Ergebnisse

Der Vergleich von Biodiesel mit Dieselkraftstoff bestätigt die bekannten Tendenzen. Die Kohlenmonoxid-, die Kohlenwasserstoff- und Partikelmasseemissionen verringern sich bei der Verwendung von Biodiesel; die Stickoxidemissionen steigen an. Im Einzelnen verhielten sich die Emissionen wie folgt:

Die Kohlenmonoxidemissionen (CO) lagen für alle Kraftstoffe weit unter dem Grenzwert von 2,1 g/kWh für Euro-3-Motoren. Es wurde deutlich, dass alle FAME-Qualitäten die Kohlenmonoxidemissionen gegenüber Dieselkraftstoff um ca. 40 % absenkten. GTL, Ultimate Diesel und V-Power Diesel führten dagegen zu einer Erhöhung der Emissionen sogar über das Niveau von DK hinaus (Bild 2).

Die vier FAME-Qualitäten unterschieden sich untereinander nur unwesentlich. Für FAME 1 und 3 waren geringfügige Minderungen gegenüber FAME 2 und 4 zu erkennen, die es jedoch nicht erlauben, auf Vorteile für diese zu schließen.

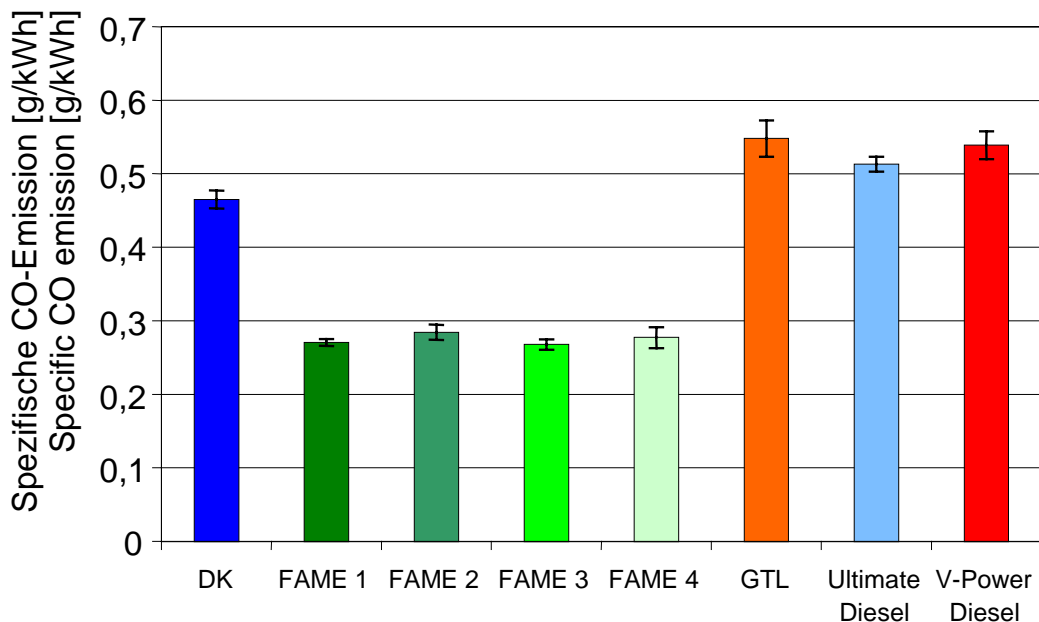


Bild 2: Spezifische Kohlenmonoxidemissionen im 13-Phasen-Test (ESC)

Auch bei den in Bild 3 gezeigten Kohlenwasserstoffemissionen (HC) weisen die FAME-Qualitäten etwa 30 % geringere Emissionen auf als DK. Dabei unterscheiden sie sich untereinander kaum. Leichte Vorteile kommen bei FAME 1 und 3 zum Ausdruck. GTL und Ultimate Diesel liegen ca. 20 %, V-Power Diesel ca. 10 % unter den Emissionswerten von Dieselkraftstoff, aber über den pflanzenölstämmigen Kraftstoffen. Insgesamt lagen alle Kraftstoffe – analog zu den Kohlenmonoxidemissionen – deutlich unter dem Euro-3-Grenzwert von 0,66 g/kWh.

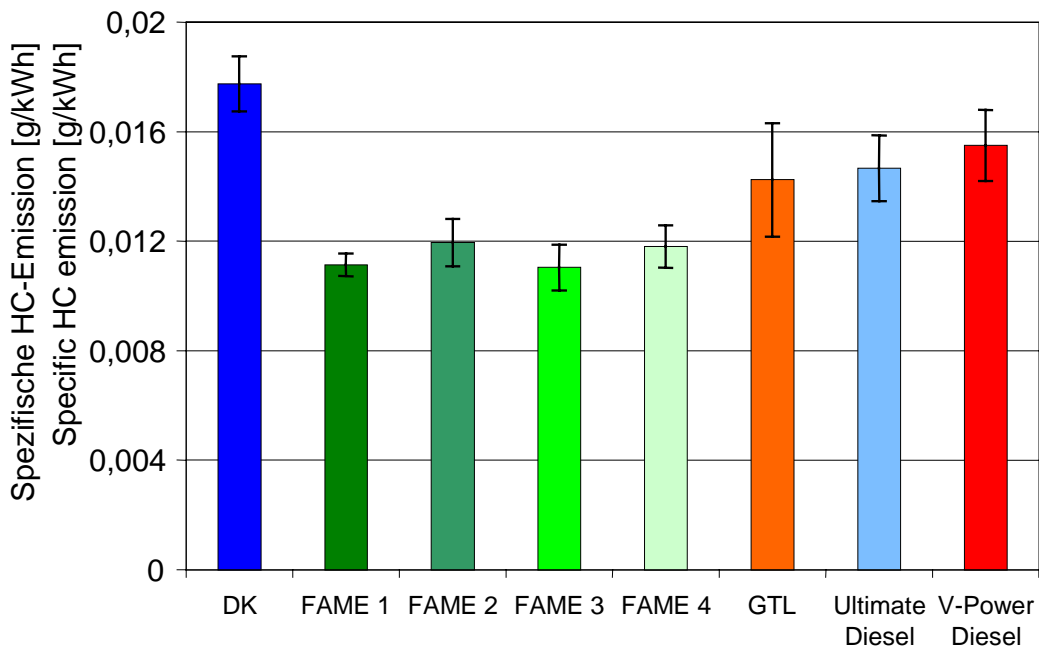


Bild 3: Spezifische Kohlenwasserstoffemissionen im 13-Phasen-Test (ESC)

Der in Bild 4 gezeigte Wert der Partikelmasseemission (PM) war bei Dieselkraftstoff am höchsten, wies aber auch die größte Messwertstreuung auf. GTL zeigte hier einen Vorteil gegenüber DK in Höhe von ca. 20 %. V-Power Diesel ergab fast den gleichen Emissionsvorteil wie GTL. Mit Ultimate Diesel konnte nochmals eine leichte Verringerung der Emissionen beobachtet werden. Bei diesen Messungen ist jedoch ein großer Fehlerbalken zu beachten. Die Emissionen der FAME-Qualitäten lagen nochmals deutlich tiefer. Sie unterschieden sich im Gegensatz zu den Kohlenwasserstoff- und Kohlenmonoxidemissionen untereinander erheblich. So emittierte FAME 2 etwa 170 % der Masse von FAME 4. FAME 3 und 4 waren FAME 1 und insbesondere FAME 2 deutlich überlegen. Der Grenzwert (Euro 3) von 0,1 g/kWh wurde von allen im Test verwendeten Kraftstoffen eingehalten.

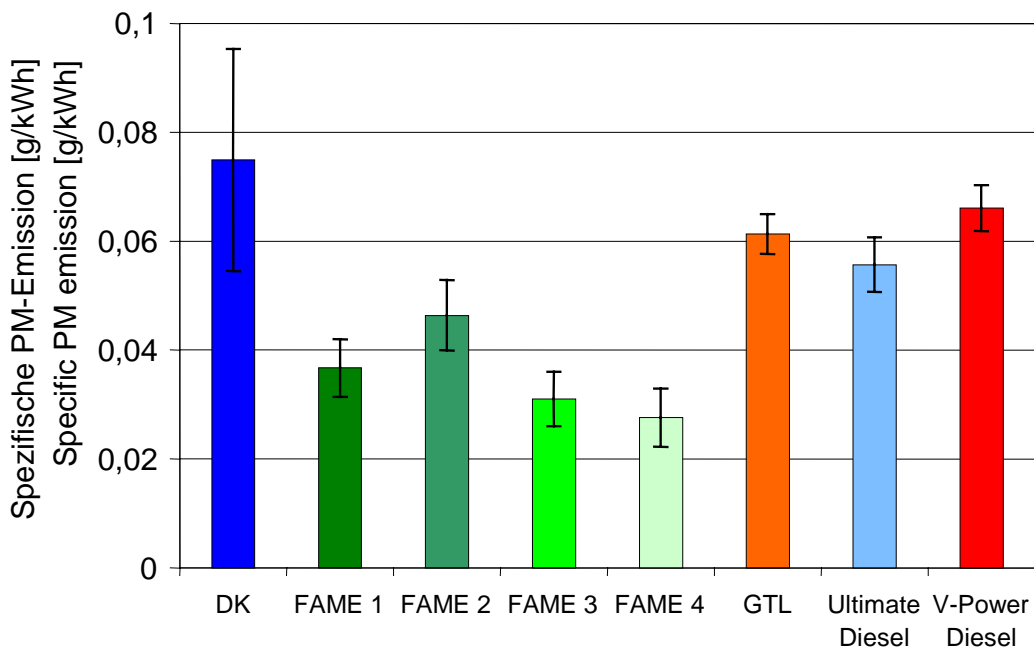


Bild 4: Spezifische Partikelmasseemissionen im 13-Phasen-Test (ESC)

Die Partikelanzahlverteilung wurde mit einem elektronischen Niederdruckimpaktor (ELPI) der Firma Dekati und einem Scanning Mobility Particle Sizer (SMPS) der Firma TSI ermittelt. Aufbau und Funktionsprinzip dieser Geräte sind von Bischof und Horn [7] beschrieben. Für V-Power Diesel und Ultimate Diesel wurde keine Untersuchung der Partikelgrößenverteilung mittels ELPI vorgenommen.

Es zeigte sich, dass hinsichtlich der Partikelanzahl die Partikelgrößen unter 1 µm dominierten, so dass die größeren nicht in die Auswertung mit aufgenommen wurden.

Bei den ELPI-Ergebnissen waren wiederum die beiden kleinsten Größenklassen 28 – 55 nm und 55 – 94 nm die dominierenden, während die Anzahl in den größeren Klassen logarithmisch abnahm (Bild 5). Die Biodiesel-Lose unterschieden sich in ihrer Partikelanzahlemission nur geringfügig voneinander; höhere Emissionen traten bei DK und GTL auf.

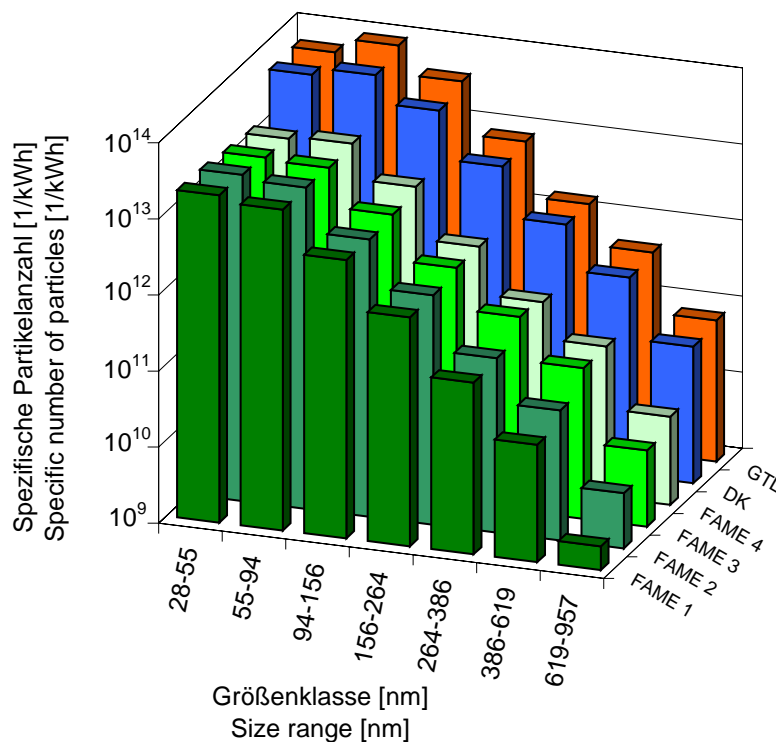


Bild 5: Partikelanzahlverteilung im 13-Phasen-Test (ESC), gemessen mit ELPI

Die SMPS-Ergebnisse zeigten oberhalb von 40 nm den gleichen Trend wie die ELPI-Ergebnisse (Bild 6). Die Partikelanzahl von GTL lag jedoch leicht unterhalb der von DK. Unterhalb von 30 nm ändert sich das Bild deutlich. Hier nimmt die Partikelanzahl von DK und GTL leicht ab. Für die zwei hier untersuchten Biodiesel-Lose wurde dagegen eine um eine Zehnerpotenz erhöhte Partikelanzahl von Partikeln unter 20 nm gemessen. Die FAME 2 und 4 unterschieden sich dabei lediglich in einem kleinen Bereich von ca. 15 bis 30 nm.

Die Ergebnisse von ELPI- und SMPS-Messungen waren jeweils reproduzierbar. Es ist auf der Basis der verfügbaren Daten nicht möglich, eine abschließende Bewertung der Feinstpartikelemissionen für die getesteten Kraftstoffe durchzuführen. Insbesondere bleibt unklar, worauf der mit dem SMPS gemessene Anstieg der Feinstpartikeln bei den FAME-Qualitäten zurückzuführen ist. Ob es sich dabei um Ruß oder unverbrannten Kraftstoff handelt, soll Gegenstand weiterführender Untersuchungen sein.

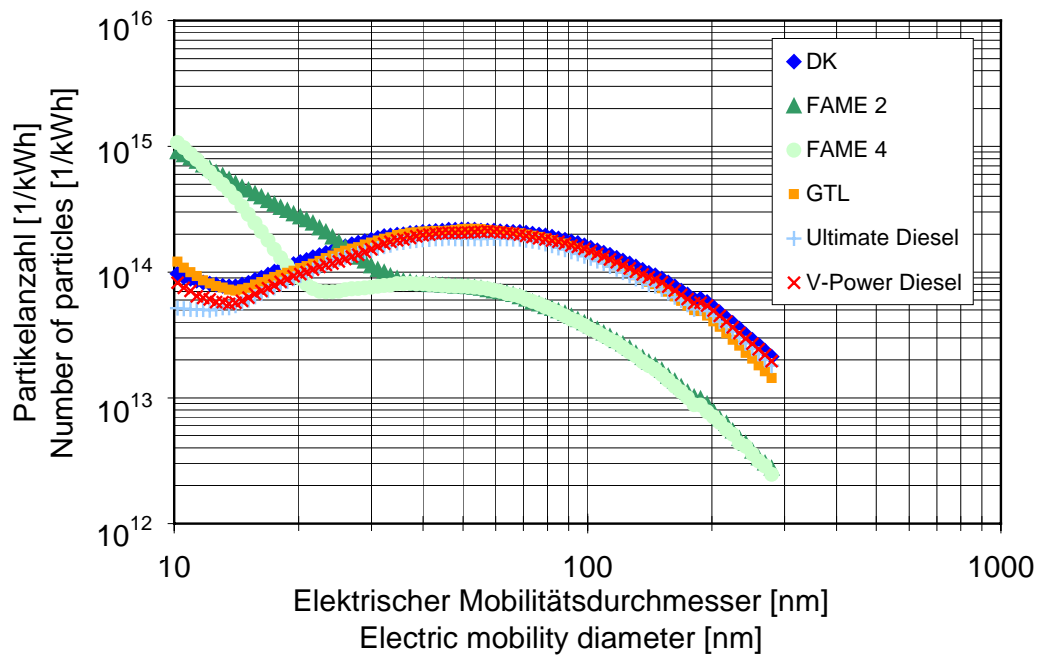


Bild 6: Partikelanzahlverteilung im 13-Phasen-Test (ESC), gemessen mit SMPS

Zur Untersuchung der Mutagenität des Abgaspartikulats für vier Kraftstoffe (DK, V-Power Diesel, Ultimate Diesel, RME) wurden jeweils vier Glasfaser-Filterpaare und ein Referenzfilterpaar, die im ESC-Test belegt worden waren, untersucht. Die auf den Filtern gesammelten Partikulate wurden einer Soxhlet-Extraktion mit Dichlormethan unterzogen [8]. Das Filtergewicht wurde vor und nach der Extraktion ermittelt und die lösliche Fraktion berechnet. Die gewonnenen Extrakte wurden im Rotationsverdampfer bis zur Trockne eingedampft. Für den Mutagenitätstest wurde der eingetrocknete Extrakt in 4 ml DMSO gelöst.

Der *Salmonella typhimurium* mutagenicity assay wird nach seinem Entwickler allgemein auch Ames-Test [9] genannt und deckt die mutagenen Eigenschaften eines weiten Spektrums von chemischen Substanzen und Gemischen auf. Der Ames-Test ist das weltweit am häufigsten eingesetzte in-vitro-Testverfahren (OECD-Methode 471), um die Mutagenität komplexer Gemische, wie z. B. von Verbrennungsprodukten, zu untersuchen. Die hier vorliegende Studie benutzte das revidierte Standardprotokoll von Maron und Ames aus dem Jahr 1983 [10], das auch in früheren Untersuchungen schon erfolgreich eingesetzt wurde [11], [12].

Die Kraftstoffe Ultimate Diesel und RME wirkten um mehr als 50 % weniger mutagen im Teststamm TA98 als DK (Bild 7). Am stärksten wurde die Gentoxizität durch RME gesenkt. Die Verwendung von V-Power Diesel als Kraftstoff verminderte die Mutagenität um etwa 40 %. Der Einsatz eines metabolischen Aktivierungssystems (S9) senkte die Mutagenität der Extrakte aller vier Kraftstoffemissionen etwa gleich stark.

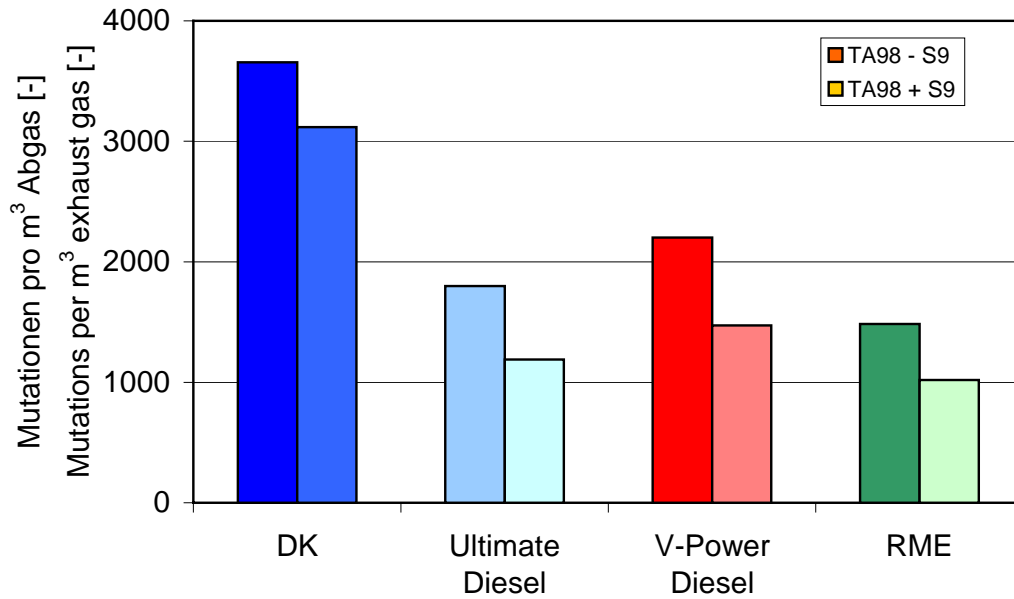


Bild 7: Mutagenität der partikulären Motoremissionen für vier Kraftstoffe im 13-Phasen-Test (ESC) - (mit [+S9] und ohne [-S9] metabolische Aktivierung)

Diese Ergebnisse zeigen, dass sich die erbgutschädigenden und damit auch die krebserregenden Wirkungen von Dieselmotoremissionen durch eine Optimierung der Kraftstoffzusammensetzung effektiv absenken lassen.

In Bild 8 sind die Ergebnisse der NO_x-Messungen gezeigt. Der Grenzwert (Euro 3) für die Stickoxidemissionen in Höhe von 5 g/kWh wurde von den fossilen Dieselmotoren eingehalten, wobei GTL gegenüber DK, V-Power Diesel und Ultimate Diesel eine Absenkung um ca. 15 % zeigte. Die FAME-Qualitäten 1, 2 und 3 lagen über dem Grenzwert; FAME 4 unterschritt ihn.

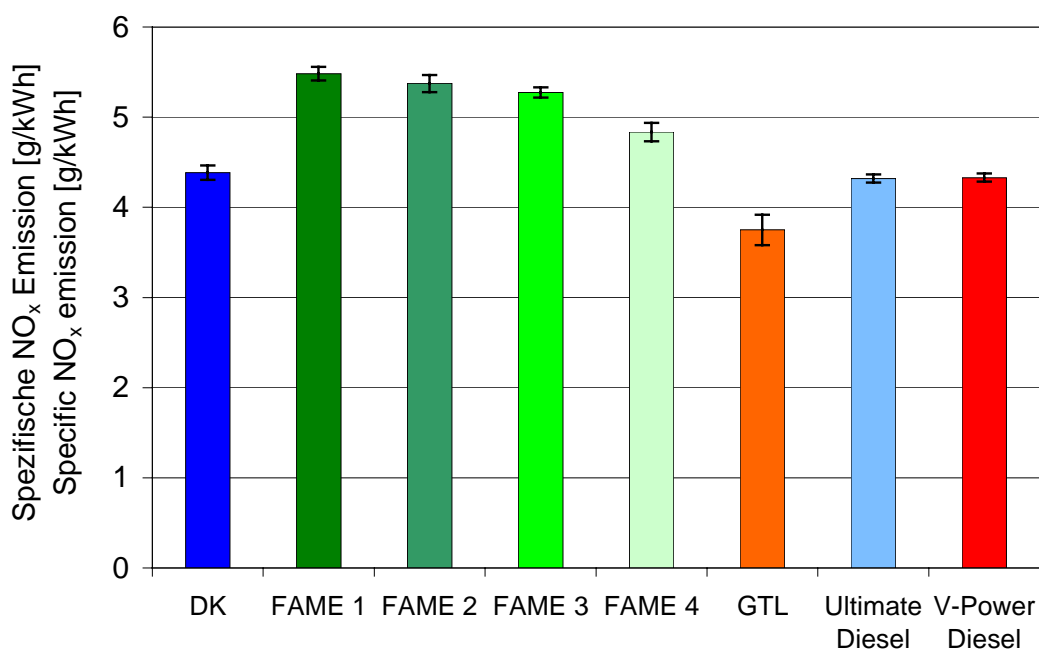


Bild 8: Spezifische Stickoxidemissionen im 13-Phasen-Test (ESC)

An dieser Stelle wird deutlich, dass durch Variation der Kraftstoffkomposition für die Biokraftstoffe eine Emissionsminderung von über 10 % erreichbar ist. Dadurch rückt die Möglichkeit einer Einhaltung des Grenzwertes ohne motorische Maßnahmen in greifbare Nähe.

Somit ist das Potenzial zur Verbesserung der Abgasqualität von Biodiesel durch eine optimierte Kraftstoffformulierung tendenziell aufgezeigt. Der zielorientierten Zusammensetzung des Kraftstoffs kann somit eine ähnlich große Bedeutung zukommen wie der motorischen Adaption der Einspritzbedingungen.

Zum heutigen Zeitpunkt ist dieses jedoch nur beschreibend und noch nicht erklärend zu dokumentieren. Es zeigt sich jedoch, dass eine systematische Kraftstoffforschung in der wechselseitigen Optimierung von Motor und Kraftstoff ein wesentliches Element zur Emissionsminderung darstellt, dem in der Vergangenheit zu wenig Beachtung geschenkt wurde.

Abschließende Bemerkungen

Es ist auf der Basis der verfügbaren Daten nicht möglich, eine abschließende Bewertung der *Feinstpartikelemissionen* für die getesteten Kraftstoffe durchzuführen. Insbesondere bleibt unklar, worauf der mit dem SMPS gemessene Anstieg der Feinstpartikeln bei den FAME-Qualitäten zurückzuführen ist. Ob es sich dabei um Ruß oder unverbrannten Kraftstoff handelt, wird Gegenstand weiterführender Untersuchungen sein.

Die Ergebnisse der *Ames-Tests* zeigen, dass sich die erbgutschädigenden und damit auch die krebserregenden Wirkungen von Dieselmotoremissionen durch eine Optimierung der Kraftstoffzusammensetzung effektiv absenken lassen.

Hinsichtlich der *NO_x-Emissionen* wird deutlich, dass durch Variation der Kraftstoffkomposition für die Biokraftstoffe eine Emissionsminderung von über 10 % erreichbar ist. Dadurch rückt die Möglichkeit einer Grenzwerteinhaltung ohne motorische Maßnahmen in greifbare Nähe.

Durch diese Untersuchungen ist das Potenzial zur Verbesserung der Abgasqualität von Biodiesel durch eine optimierte Kraftstoffformulierung tendenziell aufgezeigt. Der zielorientierten Zusammensetzung des Kraftstoffs kann somit eine ähnlich große Bedeutung zukommen wie der motorischen Adaption der Einspritzbedingungen. Zum heutigen Zeitpunkt ist dieses allerdings nur beschreibend und noch nicht erklärend zu dokumentieren. Es zeigt sich jedoch, dass eine systematische Kraftstoffforschung in der wechselseitigen Optimierung von Motor und Kraftstoff ein wesentliches Element zur Emissionsminderung darstellt, dem in der Vergangenheit zu wenig Beachtung geschenkt wurde.

Danksagung

Die Autoren danken der Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V. (AGQM) für die freundliche Förderung der Untersuchungen von DK und den vier Biodiesel-Qualitäten.

Literatur

- [1] VDB (2004): Pressemitteilung 6-2004 des Verbands deutscher Biodieselhersteller.
- [2] Europäisches Parlament (2003): Richtlinie 2003/30/EG Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen.
- [3] Krahl J, Munack A, Bahadir M, Schumacher LG, Elser N (1996): Review: Utilization of rapeseed oil, rapeseed oil methyl ester or diesel fuel: Exhaust gas emissions and estimation of environmental effects. SAE Paper 962096.
- [4] Munack A, Krahl J, Marto A, Bantzhaff R (2003): Grundlegende Untersuchungen zu einem Biodieselsensor, Entwicklung eines Prototyps und Herstellung der Serienreife. VDI-Berichte 1798, S. 331-336.
- [5] Bantzhaff R, Marto A, Krahl J, Munack A (2004) Verfahren und Schaltungsanordnung zum Erfassen und/oder Bestimmen der Beschaffenheit eines Mediums. München: Deutsches Patent und Markenamt, 7 S., Patent Nr. 10258417.
- [6] Blaßnegger J, Schlag S (2002): Biodiesel in modernen Nutzfahrzeugmotoren. Landbau-forschung Völkenrode, Sonderheft 239, 63-68.
- [7] Bischof OF, Horn H-G (1999): Zwei Online-Messkonzepte zur physikalischen Charakterisierung ultrafeiner Partikel in Motorabgasen am Beispiel von Dieselmotoren. MTZ 60, 226-232.
- [8] Claxton LD (1983): Characterization of automotive emissions by bacterial mutagenesis bioassay: a review. Environ Mutagen 5, 609-631.
- [9] Ames BN, Lee FD, Durston WE (1973): An improved bacterial test system for the detection and classification of mutagens and carcinogens. Proc Natl Acad Sci USA 70, 782-786.
- [10] Maron DM, Ames BN (1983): Revised methods for the Salmonella mutagenicity test. Mutat Res 113, 173-215.
- [11] Bünger J, Krahl J, Franke HU, Munack A, Hallier E (1998): Mutagenic and cytotoxic effects of exhaust particulate matter of biodiesel compared to fossil diesel fuel. Mutat. Res 415, 13-23.
- [12] Bünger J, Müller MM, Krahl J, Baum K, Weigel A, Hallier E, Schulz TG (2000): Mutagenicity of diesel engine particles from two fossil and two plant oil fuels. Mutagenesis 15, 391-397.

Wärme aus Holz und Halmgütern

Dr. Ruth Brökeland, C.A.R.M.E.N. e.V., Straubing

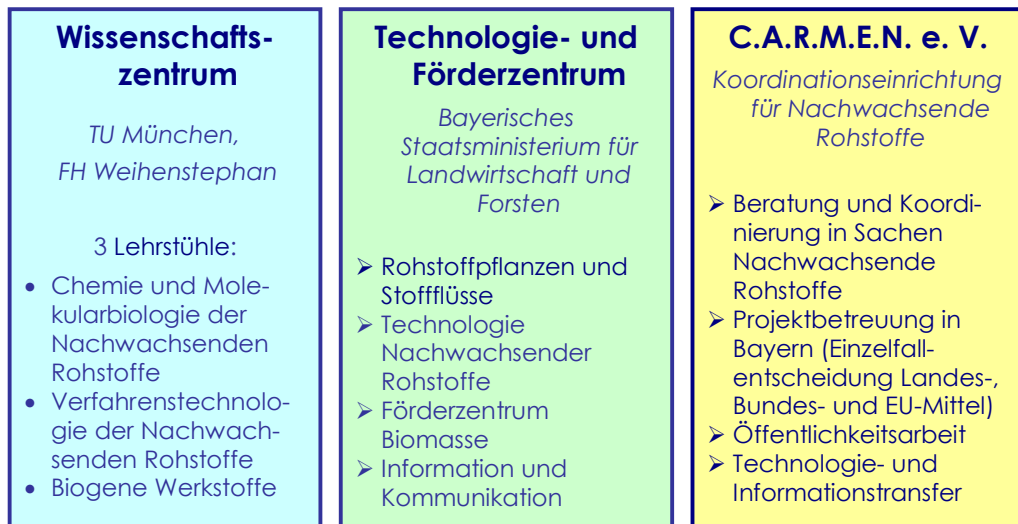


Wärme aus Holz und Halmgütern



1. **Kurze Vorstellung C.A.R.M.E.N.**
2. **Holzeinsatz in kleinen und großen Leistungsbereich**
 - Brennstoffformen und -eigenschaften
 - Anlagentechnik
3. **Verbrennung von Stroh und Getreide**
 - Rechtliche Situation
 - Brennstoffformen
 - Emissionsrelevante Inhaltsstoffe
 - Technische Anforderungen
4. **Fördermöglichkeiten**
5. **Wirtschaftlichkeitsvergleich**

Kompetenzzentrum Nachwachsende Rohstoffe



Aufgabenbereiche C.A.R.M.E.N. e. V.



- **Beratung und Koordinierung in Sachen Nachwachsende Rohstoffe**
- **Einzelfallentscheidungen zu Förderprojekten in Bayern (Landes-, Bundes- und EU-Mittel), Projektentwicklung**
- **Öffentlichkeitsarbeit**
- **Technologie- und Informationstransfer**
- **Durchführungen von Symposien und Fachgesprächen**

www.carmen-ev.de





C.A.R.M.E.N.

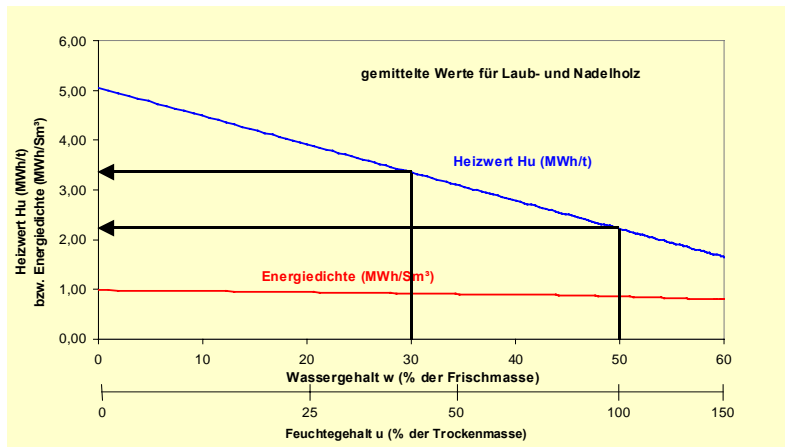
Dr. R. Brökeland

Brennstoffeigenschaften von Holz

Biobrennstoff	Heizwert (wf) (kWh/kg)	Aschegehalt (wf) (%)	Erweichungs- punkt (°C)	N (%)	Cl (mg/kg TS)	S (mg/kg TS)
Nadelholz allg.	5,23	0,79	1.398	0,14	87	234
Laubholz allg.	5,11	0,55	1.265	0,49	163	402

wf = wasserfrei

aus Hartmann u. a. 2000: Naturbelassene biogene Festbrennstoffe – umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten



Silo- u. Raumaustragsysteme für Hackschnitzel I

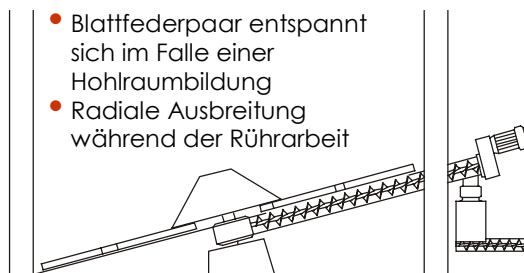


C.A.R.M.E.N.

Dr. R. Brökeland



Drehschneckenaustrag



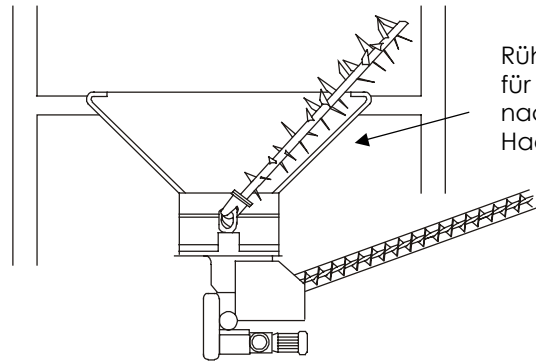
Schneckenaustrag mit Blattfederrührwerk



Foto: E.V.A.

Quelle: H. Hartmann, TFZ

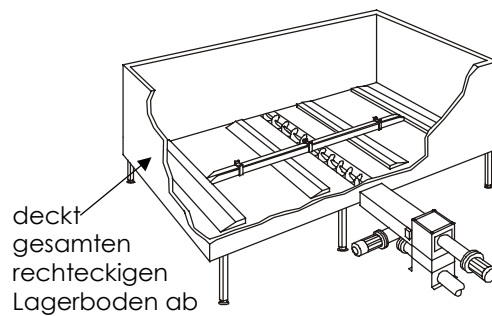
Silo- u. Raumaustragsysteme für Hackschnitzel II



Rührwerksfunktion für selbständig nachrutschende Hackschnitzel

Konusschneckenaustrag

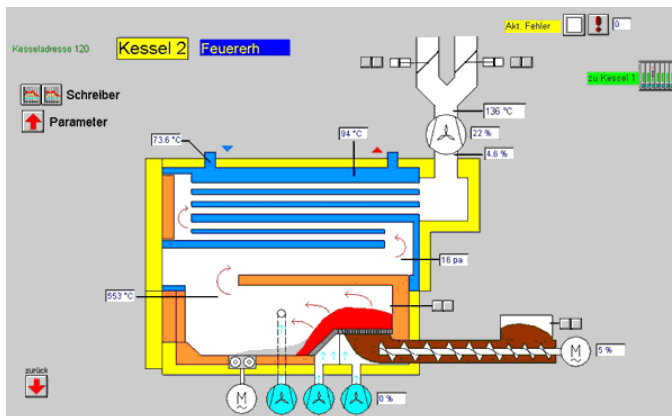
Unterbau-Schubbodenaustrag



deckt gesamten rechteckigen Lagerboden ab

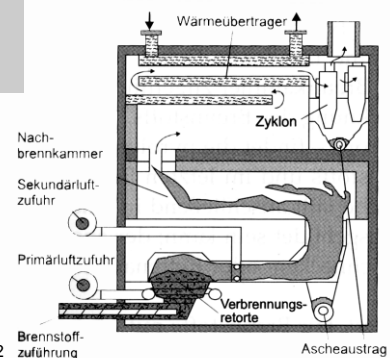
Quelle: H. Hartmann, TFZ

Biomassefeuerung I



Quelle: Köb & Schäfer

Unterschubfeuerung

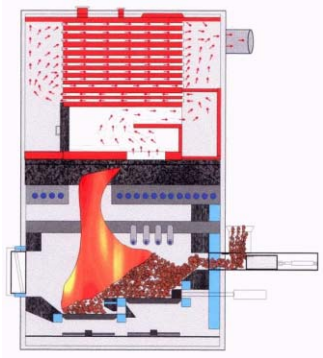


Quelle: Hartmann u. Kaltschmitt 2002

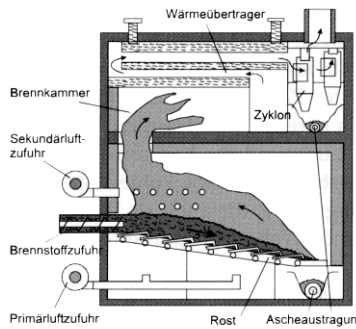
Biomassefeuerung II



Vorschubrost- feuerung



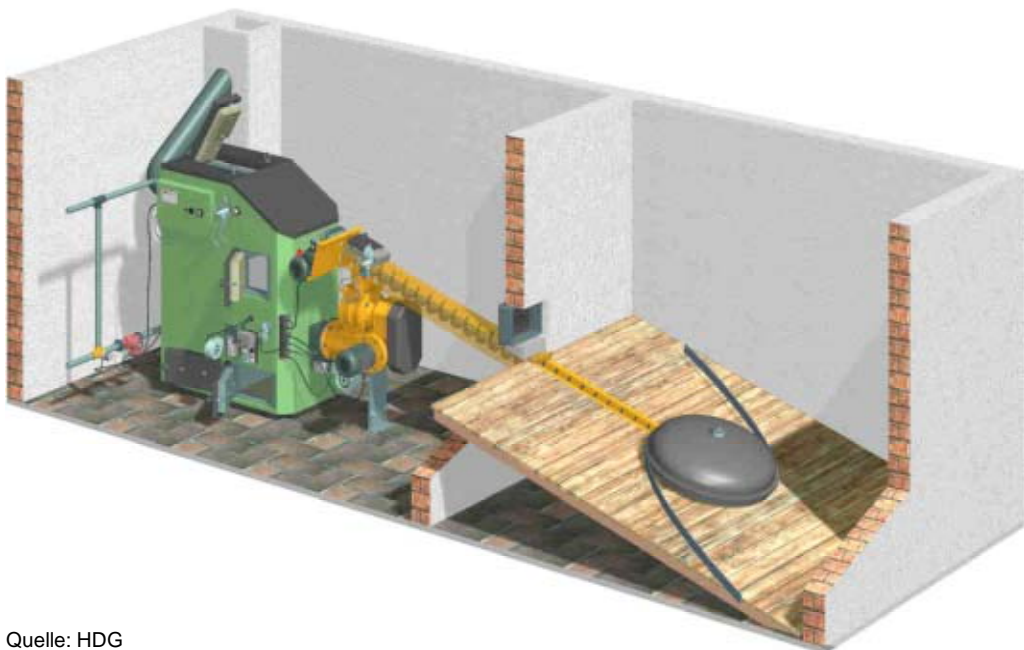
Quelle: Schmid AG, Künzel,
eigene Bilder



Quelle: Hartmann u.
Kaltschnitt 2002

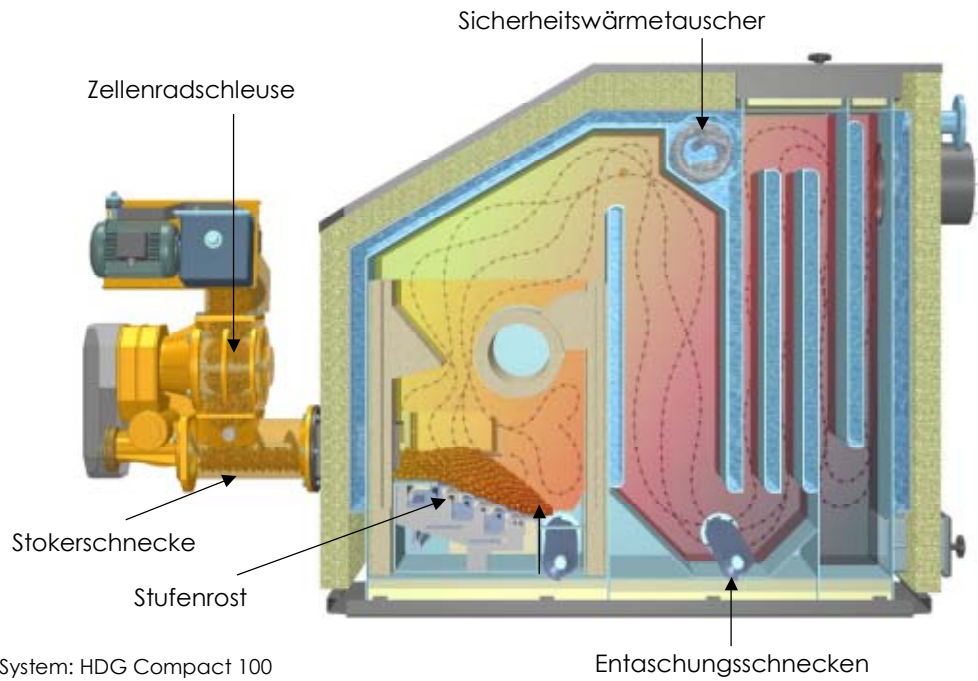


Hackschnitzelanlage mit Raumaustragung



Quelle: HDG

Hackschnitzelanlagen mit beweglichem Stufenrost

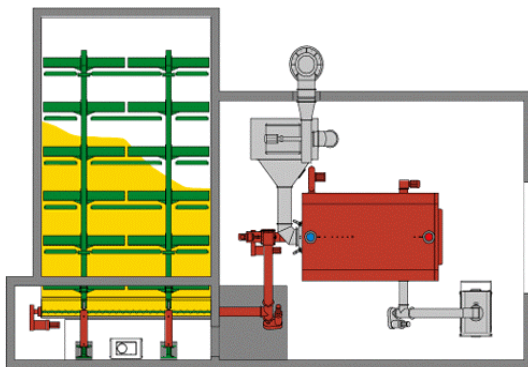
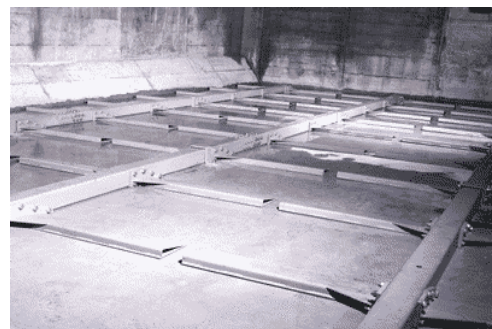


System: HDG Compact 100

Brennstofflagerung I



Schub- oder Zugbodenaustragung



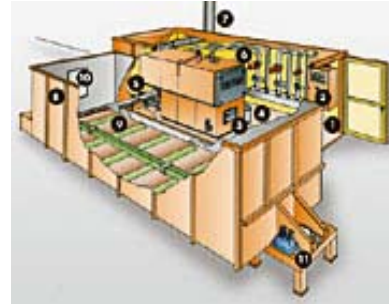
Quelle: Schmid AG

Brennstofflagerung II



Container

- Brennstofflagerung im Container
- Heizwerk im Container



Brennstofflagerung III



Unterflursilo



Quelle: KWA, Bietigheim-Bissingen

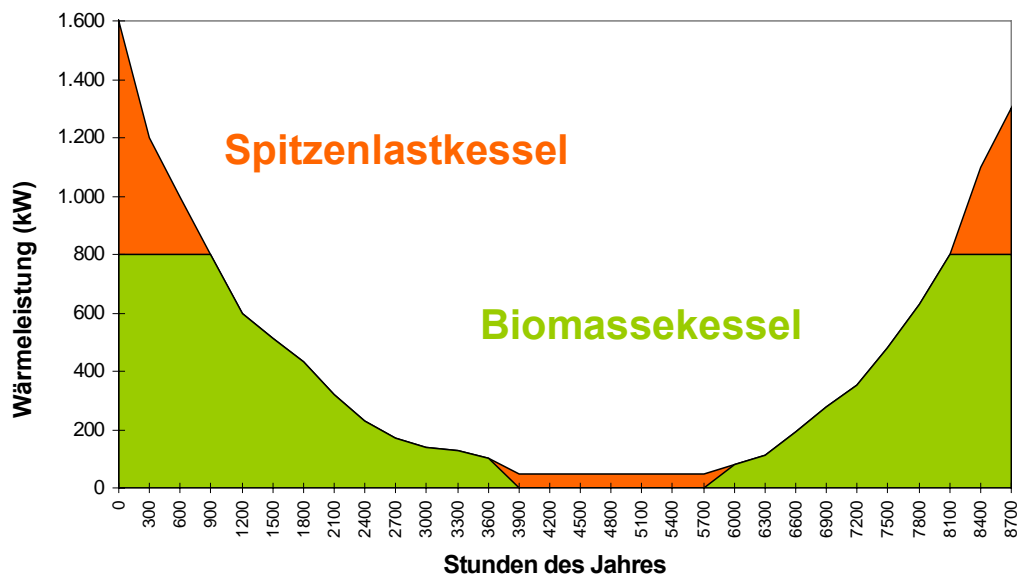
Brennstofflagerung IV



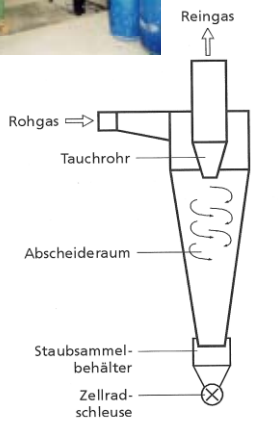
Lagerhallen mit ebenerdigem Zugboden



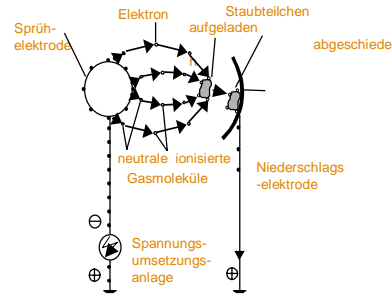
Auslegung der Kessel



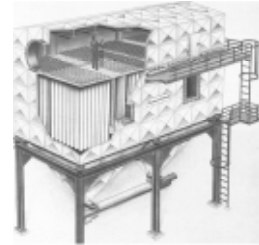
Übliche Verfahren zur Rauchgasreinigung



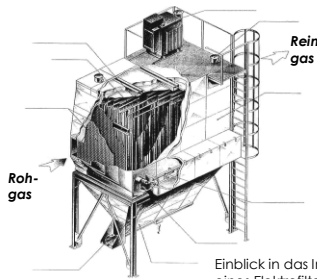
Schematische Darstellung der Staubabscheidung in einem Fliehkraftabscheider (aus: Marutzky u. Seeger 1999)



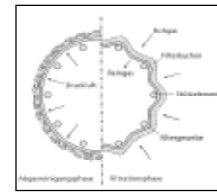
Abscheideprinzip beim Elektrofilter (aus: Nussbaumer u. a. 2001)



Einblick in einen Gewebeschlachfilter mit Abgasvolumen 250.000 m³/h (aus: Marutzky u. Seeger 1999)



Einblick in das Innere eines Elektrofilters (aus: Marutzky u. Seeger 1999)



Schematische Darstellung der Filtrations- u. Abreinigungsphase bei einem Schlauchfilter mit Druckstoßabreinigung (aus: Marutzky u. Seeger 1999)

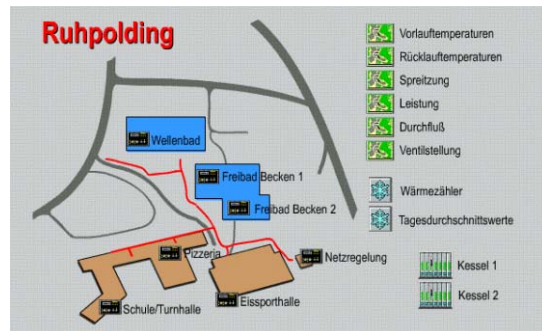
Wärmeverteilung I



Quelle: Lögstör, Köb & Schäfer

Nah- oder Fernwärmenetz

- Hauptnetz
- Hausanschlüsse



Wärmeverteilung II



Nah- oder Fernwärmenetz

- Rohrleitungen
- Hausübergabestation

Energie aus Biomasse- Festbrennstoffen



(Foto: Dr. Lepschy), LfL

Verbrennung von Stroh u. Getreide Rechtliche Situation I



Verbrennung in Anlagen kleiner 100 kW_{FWL}:

- **1. BImSchV (Kleinf Feuerungsverordnung):**

§ 3 Brennstoffe

8. **Stroh oder ähnliche** pflanzliche Stoffe

Erläuterungen:

Als stroh- oder strohähnliche Stoffe gelten Energiepflanzen, z. B. Schilf, Elefantengras, Heu, Maisspindel.

Getreide ist **kein** zugelassener Brennstoff nach der **1. BImSchV** !

- **Entscheidung** über Zuordnung ist **Ländersache** !
- Stroh und Getreide dürfen **nicht** in Anlagen kleiner 15 kW eingesetzt werden (Pelletöfen !)
- **Staubgrenzwert** 150 mg/m³, keine Begrenzung für NO_x
- **Änderung** der **1. BImSchV** steht bevor !
(Zulassung als Regelbrennstoff ? schärfere Grenzwerte ?)

Verbrennung von Stroh u. Getreide Rechtliche Situation II



Verbrennung in Anlagen über 100 kW_{FWL}:

- **4. BImSchV (Genehmigungsbedürftige Anlagen):**

für **Stroh u. ähnliche pflanzliche Stoffe** gemäß Nr. 1.3
(Anhang der 4. BImSchV) gilt für Anlagen:

...ab 1 MW_{FWL} **förmliches Verfahren**,

...unter 1 MW_{FWL} **vereinfachtes Verfahren**

- **erhöhter Aufwand** für Genehmigung und Emissionsüberwachung
- Emissionsmessung, Anwendung der **TA Luft**:
 - Staubgrenzwerte:** 50 mg/m³ kleiner 1 MW
20 mg/m³ größer oder gleich 1 MW
 - NO_x-Grenzwerte:** 0,50 g/m³ kleiner 1 MW
0,40 g/m³ größer oder gleich 1 MW
- Benennung von **Stroh oder ähnliche pflanzliche Stoffe** nach TA Luft:
z. B. Getreidepflanzen, Gräser, Miscanthus

Erteilung von Ausnahmegenehmigungen



Ausnahmegenehmigung für dauerhaften Betrieb mit Getreide muss z. B. beim Landratsamt eingeholt werden:

- **Voraussetzungen: 1. BImSchV § 20 Zulassung von Ausnahmen**
"Die zuständige Behörde kann auf Antrag Ausnahmen von den Anforderungen der §§ 3 bis 11 und des § 18 (Ableitbedingungen für Abgase) zulassen, soweit diese im Einzelfall wegen besonderer Umstände durch einen unangemessenen Aufwand oder in sonstiger Weise zu einer **unbilligen Härte** führen und **schädliche Umwelteinwirkungen nicht zu befürchten** sind."
- Einhaltung der Emissionsgrenzwerte reicht nicht aus, **Immissionsverhalten** in Nähe der Anlage wird mit betrachtet

Schreiben des StMUGV vom 22.04.2005



Vollzug der Ausnahmeregelungen nach § 20 in Bayern:

Im Schreiben des BayStUGV vom 22.4.2005 an die Regierungen werden **einheitliche Auflagen** für **befristete Ausnahmegenehmigungen vorgeschlagen** (bis Regelung in novellierter 1. BImSchV in Kraft):

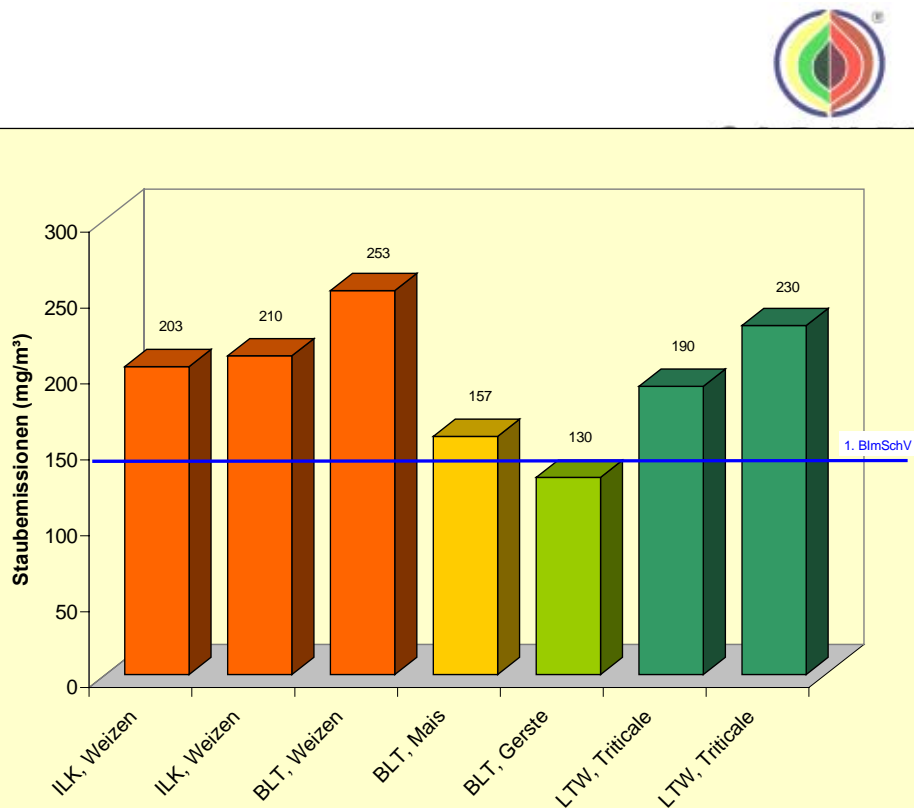
1. **Getreideganzpflanzen** oder **Getreidekörner** dürfen nur von Anbauflächen stammen, die mindestens 1 Jahr lang **nicht** mit **chloridhaltigen** Mineraldüngemitteln gedüngt wurden,
2. **Besondere Emissionsbegrenzungen** nach **Prüfzeugnissen** (nach DIN EN 303-5):
 - NO_x: 500 mg/Nm³ (13 % O₂)
 - Staub: 75 mg/Nm³ (13 % O₂)
3. **Staub-Emissionsbegrenzungen** bei wiederkehrenden Messungen (Kaminkehrer):
 - bis 50 kW: 100 mg/Nm³ (13 % O₂)
 - 50 bis 100 kW: 75 mg/Nm³ (13 % O₂)
4. **CO-Emissionsbegrenzungen** bei wiederkehrenden Messungen (Kaminkehrer):
 - bis 50 kW: 1,0 g/Nm³ (13 % O₂)
 - 50 bis 100 kW: 0,5 g/Nm³ (13 % O₂)
5. **Einsatz** nur in Betrieben der **Land- u. Forstwirtschaft, des Gartenbaus u. Agrargewerbes**

Emissionsrelevante Inhaltsstoffe naturbelassener Biobrennstoffe

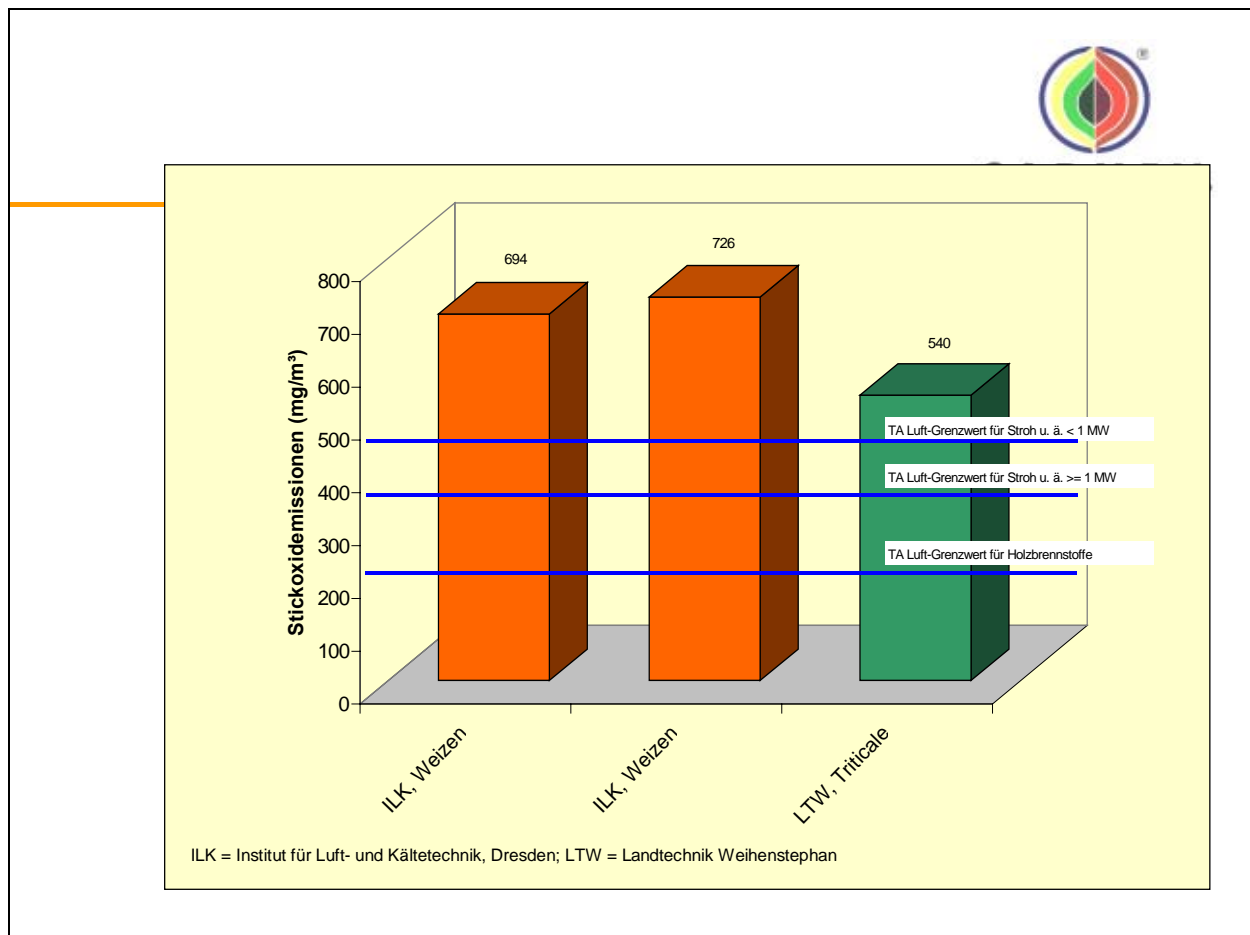


Biobrennstoff	Heizwert (wf) (kWh/kg)	Aschegehalt (wf) (%)	Erweichungs- punkt (°C)	N (%)	Cl (mg/kg TS)	S (mg/kg TS)
Nadelholz allg.	5,23	0,79	1.398	0,14	87	234
Laubholz allg.	5,11	0,55	1.265	0,49	163	402
Getreidestroh allg.	4,78	5,68	960	0,47	2.503	737
Rapsstroh	4,76	6,20	1.273	0,84	4.668	2.703
Getreideganz- pflanzen allg.	4,76	4,24	886	1,16	1.807	1.370
Roggenkörner	4,74	2,04	710	1,91	863	1.058
Weizenkörner	4,72	2,69	687	2,28	426	1.025
Triticalekörner	4,70	2,06	730	1,68	692	1.067
Rapskörner	7,35	4,60	-	3,94	-	1.000
Landschafts- pflegeheu allg.	4,83	5,71	1.061	1,14	3.112	1.581
konv. Wiesenheu allg.	4,74	7,09	918	1,26	7.588	1.650

wf = wasserfrei
aus Hartmann u. a. 2000: Naturbelassene biogene Festbrennstoffe – umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten



ILK = Institut für Luft- und Kältetechnik, Dresden; BLT = Bundesanstalt für Landtechnik, Wieselburg; LTW = Landtechnik Weihenstephan



weitere Aspekte / Auswirkungen auf Anlagenbetrieb



- **große Unterschiede** bei unterschiedlichen **Stroh- und Getreidearten**, -sorten und -herkünften
- **Geruchsemissionen**; andere, z. T. unangenehmere Gerüche als bei Holzheizungen (Teillastbereich)
- **Rapskörner brennen besser** als andere Getreidearten, verursachen aber noch **stärkere Geruchsbelästigungen**
- **CO-Emissionsgrenzwerte** werden **problemlos** eingehalten
- **deutlich verminderte Kesselleistung** im Vergleich zu Holzbrennstoffen; Luftführung wird durch dichtere Lagerung von Getreide, Ausputz u. ä. behindert

Technische Anforderungen I



- **Brennstoffbereitstellung, -lagerung, -zuführung:**
...seit langem **in landwirtschaftlicher Praxis eingeführt**, keine technischen Schwierigkeiten
- **Staubemissionen:**
...können langfristig wahrscheinlich bei den meisten Anlagen nur mit **sekundären Entstaubungseinrichtungen** eingehalten werden; z. B. **Gewebefilter, kleine Elektrofilter** (erhöhte Investitionen !)
- **Verschlackungen vermindern durch:**
...Zugabe von **Brandkalk** (1 bis 2%)
...Einbau von **Ascheschiebern** (ständiges Bewegen der Asche)
...**Wasserkühlung** des Brennraumes (Vermeiden der Ascheschmelze)
- **NOx-Emissionen:**
...wirtschaftliche **Entstickung** bei Kleinanlagen **nicht möglich**

Technische Anforderungen II



- **Chloremissionen:**
...HCl wird augenscheinlich **an Feinstaub adsorbiert** (Staubabscheidung !)
...Senkung des Brennstoffchlorgehalts durch **chlorfreie Düngung**
- **Chlorkorrosion:**
...Taupunktunterschreitung vermeiden, **höhere Kesselwassertemperaturen**
...Einsatz von **korrosionsbeständigem Material**
- **unterschiedliche Getreidequalitäten:**
...**Anpassungsmöglichkeiten** bei Wechsel der Brennstoffqualitäten und -mischungen wären sehr wichtig (Feuerungsregelung)
- **Geruch:**
...**kein** Betrieb im **Gluterhalt**
...Einsatz von **Pufferspeichern**
...eventuell **GeruchsfILTER** (z. B. Biofilter)

Energie aus Biomasse- Festbrennstoffen



Brennstoffformen von halmgutartigen Biomasse



	Häcksel	Rundballen	Quaderballen	Pellets/ Getreide
Abmessungen	2 - 5 cm	1,5 * 2,5 m	1,2 * 1,3 * 2,4 m oder ähnlich	6 - 40 * 100 mm
Lagerungsdichte (kg/m³)	65 - 80	110 - 150	150 - 200	400 - 600
Transport- eignung				
nah	-	++	++	++
fern	--	+	++	++
Feuerungstyp	(1) Unterschub- (2) Vorschub- rostfeuerung	(1) Feuerung mit Scheibenteiler (2) Strohvergaser	(1) Zigarrenbrenner (2) Feuerung mit Scheibenteiler (3) System Kohlbach	Pellet- /Getreide- anlagen
Leistungs- bereich	(1) bis ca. 1 MW (2) alle Bereiche	(1) ab ca. 500 kW (2) 85 bis 400 kW	(1) ab ca. 3 MW (2) ab ca. 500 kW (3) ab 1 MW	bis max. 500 kW
Brennraum- beschickung	kontinuierlich	diskontinuierlich	(1) kontinuierlicher Vorschub (2) diskontinuierlich	kontinuerlich

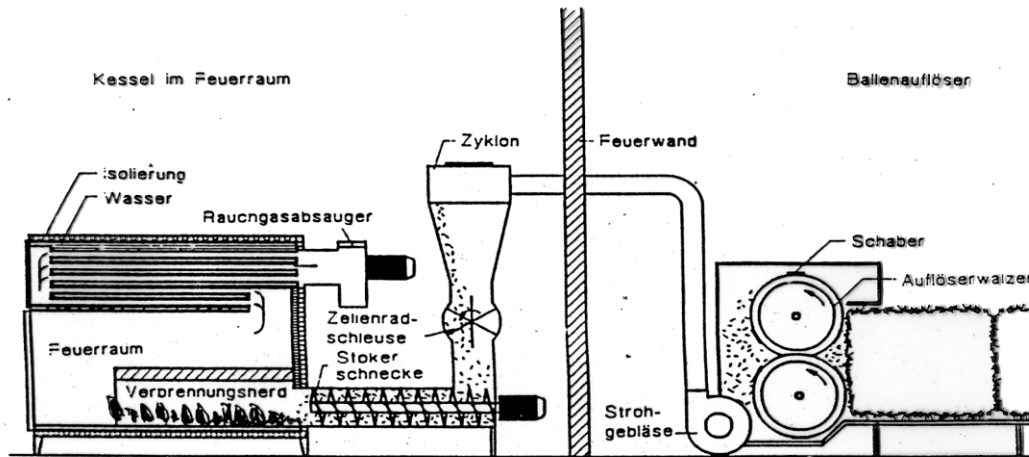
verändert nach Strehler 1988 und Hartmann u. Kaltschmitt 2002



C.A.R.M.E.N.
Dr. R. Brökeland

Verbrennung als Häcksel

Auflösen von Ballen durch langsam laufende Messer/Schneidtrommeln

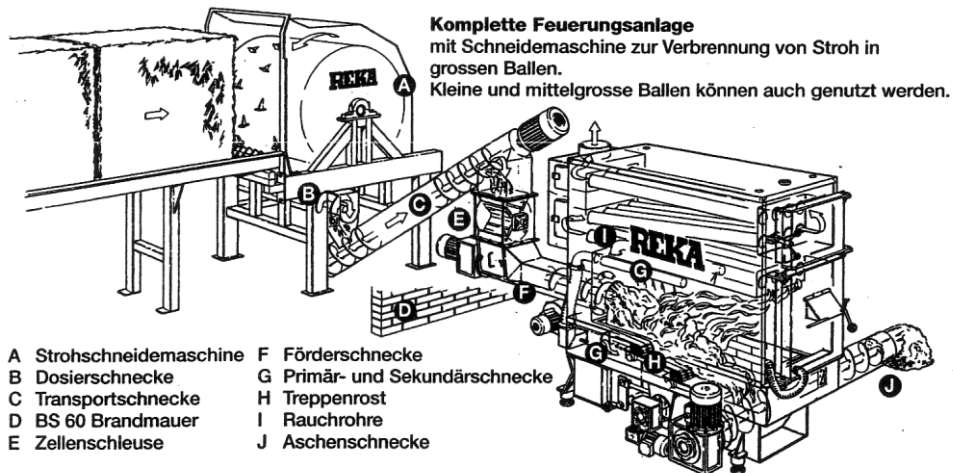


Leistungsbereich: überwiegend < 100 kW, aber auch darüber



C.A.R.M.E.N.
Dr. R. Brökeland

Verbrennung als Häcksel

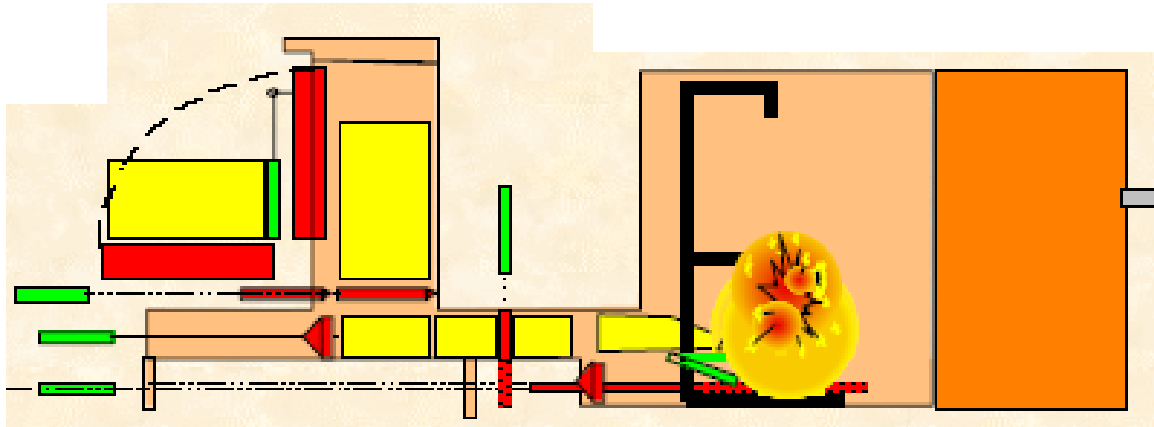


Quelle: Fa. Reka, Dänemark

Verbrennung von Ballen - Fa. Linka



Scheibenteiler-Prinzip



Leistungsbereich: ab ca. 500 kW

Verbrennung von Ballen - Fa. Volund



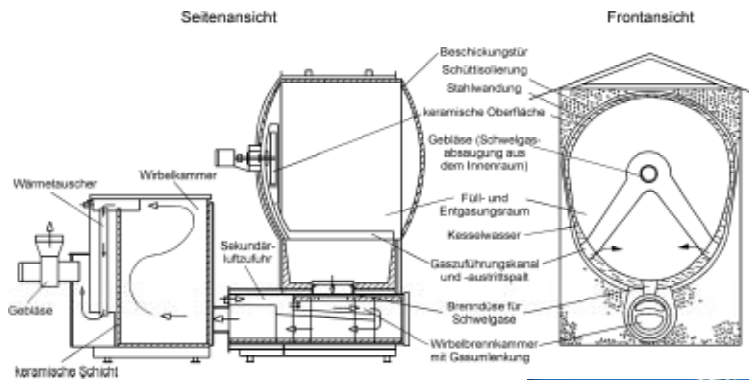
Zigarrenbrenner-Prinzip



Graphiken: Volund

Leistungsbereich: ab ca. 3 MW

Verbrennung von Ballen - Fa. Herlt



**Leistungsbereich:
85 bis 400 kW**

**Verbrennungsprinzip:
Ganzballenvergaser mit
unterem Abbrand**

Praxisbeispiel 145 kW

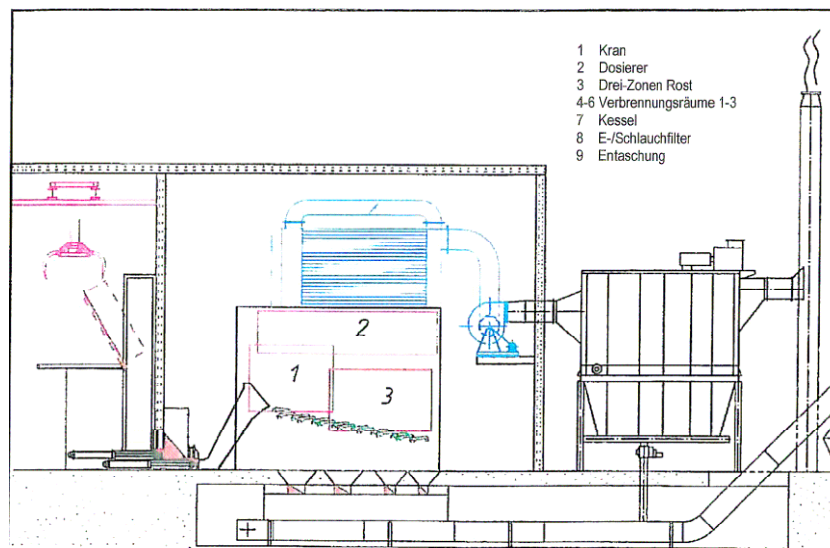


Verbrennung von Ballen - Fa. Kohlbach



Doppelschereinschub (Dosierung u. Rückbrandsicherung)

Leistungsbereich: ab ca. 1 MW



Fazit Halmgutverbrennung



- Getreide- und Strohverbrennung ist technischen noch nicht so weit entwickelt wie Holzverbrennung
- Probleme sind technisch lösbar
- höhere Investitionen als bei Holzfeuerungsanlagen
- großes Potential vorhanden (auch als Getreideganzpflanze)
- beachtenswerter Bestandteil des zukünftigen Bio-Brennstoff-Mixes

Marktanreizprogramm des Bundes



	bis 1.000 kW 13% O ₂	ab 1.000 kW 11% O ₂ (TA Luft-Werte)
Brennstoffe	- naturbelassenes Holz - Stroh oder ähnlich - Holz aus Be- und Verarbeitung ohne Holzschutzmittel und halogenorganische Verbindungen	- naturbelassenes Holz - Stroh oder ähnlich - Holz aus Be- und Verarbeitung ohne Holzschutzmittel und halogenorganische Verbindungen
CO (Nennlast)	< 250 mg/Nm ³	Holz: < 150 mg/Nm ³ Stroh: < 250 mg/Nm ³
CO (Teillast)	< 250 mg/Nm ³	Holz: bis 2,5 MW keine Teillastmessung Stroh: bis 2,5 MW keine Teillastmessung
Staub	< 50 mg/Nm ³	Holz: 100 mg/Nm ³ bei FWL < 2,5 MW 50 mg/Nm ³ bei FWL < 5 MW 20 mg/Nm ³ bei FWL ≥ 5 MW Stroh: 50 mg/Nm ³ bei FWL < 1 MW 20 mg/Nm ³ bei FWL ≥ 1 MW
Wirkungsgrad	≥ 88 % (Mindestförderung ≥ 90%)	--

Problem für die Getreideverbrennung:

...**Prüfstandsmessungen** müssen **mit Getreide** durchgeführt werden (meistens Holz)

...**Einhaltung** der **niedrigen Staubgrenzwerte** bei Prüfstandsmessung

...verwirrende Aussagen in der Presse zur Förderfähigkeit

Kostenvergleich

	Einheit	Holzhack-schnitzel	Getreide (Marktpreis)	Getreide (kostenlos)	Heizöl EL
Investition	€	20.000	23.000	23.000	10.000
kapitalgeb. Kosten (Kapitalkosten, Instandhaltung)	€/a	2.459	2.828	2.828	1.130
verbrauchsgeb. Kosten (Brennstoff, Strom)	€/a	1.773	2.558	28	6.682
betriebsgeb. Kosten (Personal, Reinigung, Service)	€/a	1.028	1.568	1.568	227
sonstige Kosten (Versicherung usw.)	€/a	0	0	0	0
Gesamtkosten pro Jahr o. Fö.	€/a	5.260	6.954	4.424	8.039
Gesamtkosten pro MWh o. Fö.	€/MWh	55	73	47	85
Förderung Marktanreizprogramm	€	3.000	3.000*	3.000*	0
Gesamtkosten pro MWh m. Fö.	€/MWh	52	70	43	85

* = theoretische Annahme, Förderung wird für Getreidefeuerung nicht gewährt !

Heizlast 50 kW; Volllaststunden 1.900; Nutzenergiebedarf 95 MWh/a; kalk. Zins 6%;
Mischpreis Hackschnitzel 45 €/t; Getreidepreis 80 €/t; Heizölpreis 0,60 €/l

Emissionsminderung bei der Verbrennung fester, naturbelassener Biomasse

Gerhard Schmoeckel, LfU

Emissionsminderung bei der Verbrennung fester, naturbelassener Biomasse

- Emissionen von Biomassefeuerungsanlagen
- Brennstoffqualität
 - Inhaltsstoffe
 - Aufbereitungsform und Wassergehalt
- Anlagentechnik

Emissionen von Biomassefeuerungsanlagen

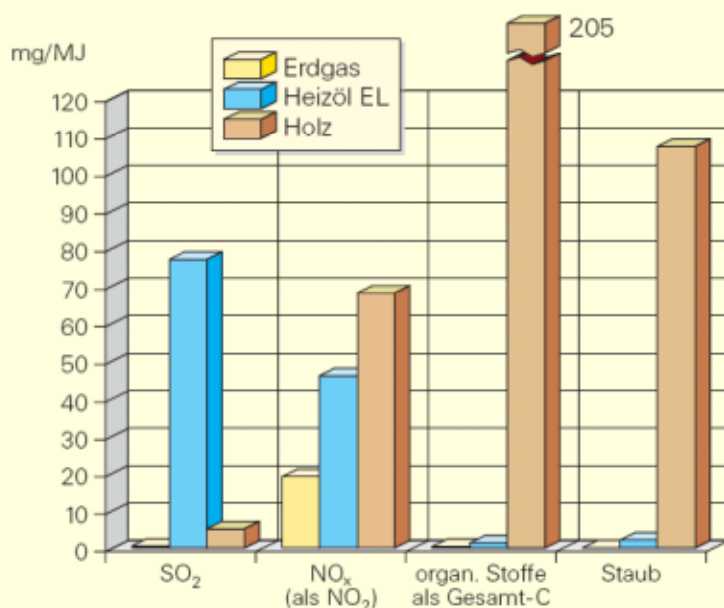
- Staub
(mineralische Asche, Ruß)
- Kohlenmonoxid, organische Stoffe und polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe
(bei unvollständigem Ausbrand der Brenngase)
- Stickstoffoxide
(überwiegend als Brennstoff-NO ab 800 °C)
- Gasförmige anorganische Chlorverbindungen
- Schwermetalle
(As, Pb, Cd, Cr, Cu, Ni, Hg, Zn, Sn; abhängig vom Dampfdruck:
Feuerraum – Kessel – Zyklon – Filter – Reingas)
- Dioxine
(staub-/gasförmig, bei unvollständigem Ausbrand, Anwesenheit von
Chlor – de-Novo-Synthese bei 250 – 400 °C)

© LfU / Abt. 2 / G. Schmoeckel / 2006



Bayerisches Landesamt
für Umwelt

Emissionen im Vergleich



Emissionen von Holz-, Öl- und Gasfeuerungen im Vergleich

(Datenquelle: UBA, Forschungsbericht Nr. 29546 364)

Ursachen für Unterschiede:

- Feuerungsart
- Brennstoffzusammensetzung

© LfU / Abt. 2 / G. Schmoeckel / 2006



Bayerisches Landesamt
für Umwelt

Verbrennungsablauf bei der Holzverbrennung



1. Erwärmung und Trocknung des Brennstoffs
2. Bei Feuerraumtemperaturen > 250 °C werden 80 % der Holzsubstanz in brennbare Gase umgewandelt
3. Zurück bleibt Holzkohle, die erst ab Temperaturen über 500 °C in brennbare Gase zersetzt wird

© LfU / Abt. 2 / G. Schmoeckel / 2006

 Bayerisches Landesamt für Umwelt


Brennstoffqualität; umweltrelevante Inhaltsstoffe

Untersuchungsergebnisse eines FuE-Vorhabens (nach Hartmann)

Parameter	Naturbel. Holz	Pellets nach DIN 51731	Getreidestroh	Getreidekörner	Straßengrasschnitt	Heu	Komm. Strauchschnitt
Aschegehalt [%]	0,7	-	5,7	2,3	24,7	7,1	11,8
Ascheschmelzpunkt [°C]	1330	-	890	740	1200	920	1260
N [%]	0,32	0,3	0,47	1,9	1,49	1,2	1,0
S [ppm]	318	-	740	1650	1920	1550	1050
Cl [ppm]	125	300	2500	860	8770	5350	510

Ggf. erheblich höhere Chlorgehalte durch Streusalzkontaminationen möglich

© LfU / Abt. 2 / G. Schmoeckel / 2006

 Bayerisches Landesamt für Umwelt

Umweltrelevante Inhaltsstoffe Auswirkungen auf die Emissionen

Emissionsmesswerte aus Verbrennungsversuchen (nach Launhardt);
Angabe der Mittelwerte aus mehreren Einzelmessungen

Brennstoff	Fichten- holz	Weizen- stroh	LP- Heu	Triticale- Ganzpfl.	Raps- Presskuch.
Anzahl der Versuche	5	5	4	5	2
Staub [mg/m ³]	47	169	224	255	225
CO [mg/m ³]	131	168	280	200	468
Gesamt-C [mg/m ³]	1,6 ¹⁾	4,0	3,7	3,8	7,5
NO _x als NO ₂ [mg/m ³]	158	332 ²⁾	404	478	663
HCl [mg/m ³]	< 1	59	75	37	11
PAK [µg/m ³]	6	39	66	41	77
PCDD/F [ng TE/m ³]	0,051	0,656	0,891	0,052	0,245

1) nur 1 Versuch

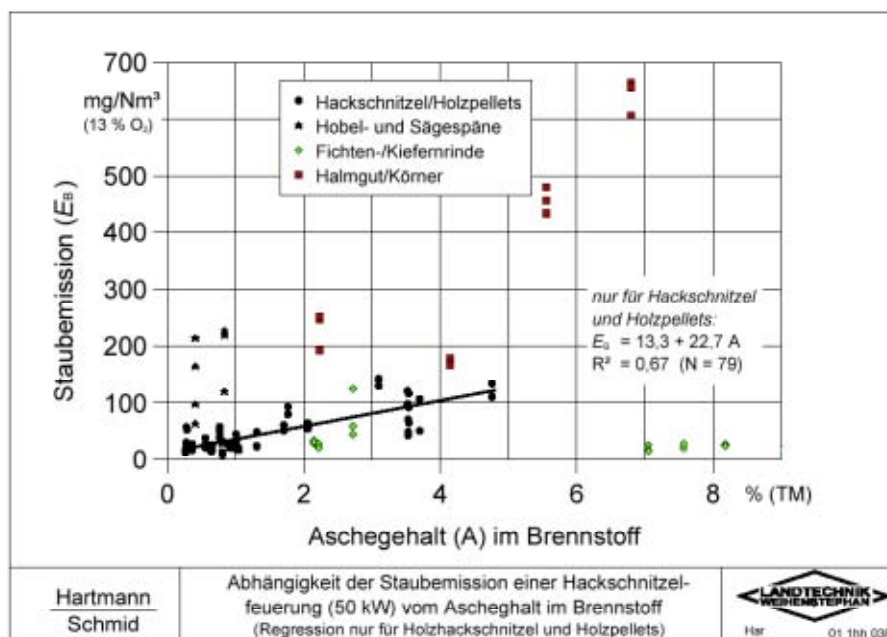
2) nur 3 Versuche

© LfU / Abt. 2 / G. Schmoeckel / 2006



Bayerisches Landesamt
für Umwelt

Aschegehalt und Staubemissionen



© LfU / Abt. 2 / G. Schmoeckel / 2006

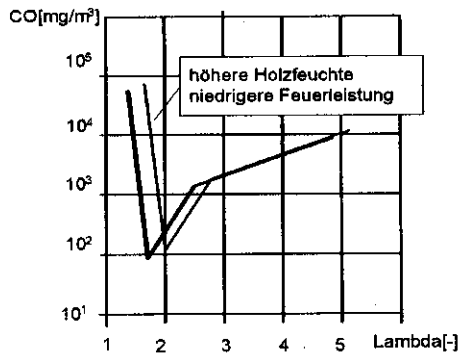


Bayerisches Landesamt
für Umwelt

Brennstoffqualität; Aufbereitungsform und Wassergehalt

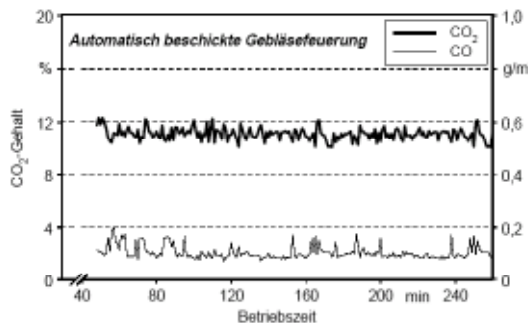
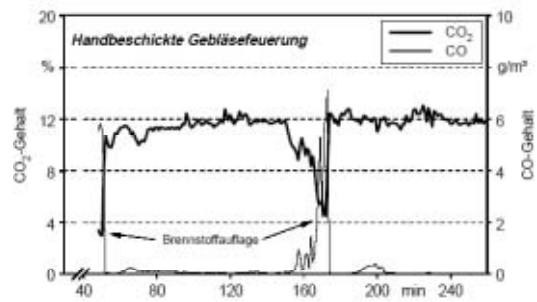
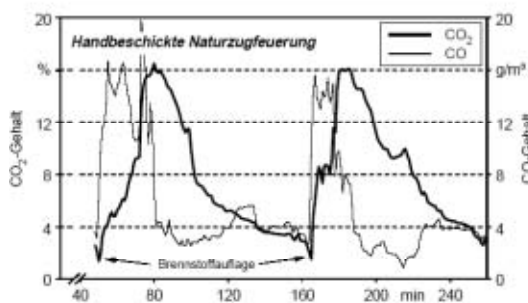
In Abhängigkeit der Brennstoffbeschaffenheit erfolgen Gestaltung und Auslegung von

- Feuerraum (Rost / Mulde)
- Brennstoffzufuhreinrichtungen
- Verbrennungsluftregelung






→ Möglichst homogene und gleichmäßige Brennstoffmischung sicherstellen

Emissionsverlauf unterschiedlicher Anlagenarten



- Kaminofen
- Scheitholz-Gebläsekessel (unterer Abbrand)
- Hackschnitzel-Gebläsekessel

Fortschrittliche Anlagentechnik

Anlagenart	Emissionswerte [mg/m ³]				Wirkungs- grad	Zertifizierungs- programm	Literatur
	CO	Staub	NOx	Gesamt-C			
Kamin- und Kachelöfen	1500	75/65	200	120	> 75 %	 DIN plus	„Heizen mit Holz in Kamin- und Kachelöfen“, BayLfU, 1999; www.lfu.bayern.de
Pelletöfen	200	35	150	10	> 90 %	 Umweltzeichen RAL 111	„Marktübersicht, Pelletzentralheizungsanlagen und Pelletöfen“, FNR ¹⁾ , 2004; www.fnr.de
Scheitholzkessel	250	50	-	-	> 88 %	Marktanreizprogramm des Bundes	„Heizen mit Holz in Scheitholzkesseln“, BayLfU, 2004; www.lfu.bayern.de „Marktübersicht, Scheitholzvergaserkessel, ...“, FNR ¹⁾ , 2004; www.fnr.de
Hackschnitzelkessel	250	50	-	-	> 88 %	Marktanreizprogramm des Bundes	„Handbuch Bioenergiekleinanlagen“, FNR ¹⁾ , 2003; www.fnr.de
Pelletkessel	100	30	150	5	> 90 %	 Umweltzeichen RAL 112	„Marktübersicht, Pelletzentralheizungsanlagen und Pelletöfen“, FNR ¹⁾ , 2004; www.fnr.de

¹⁾ FNR: Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow

Auslegung von Festbrennstofffeuerungen

- Bei Auswahl des Anlagentyps Typenprüfmessergebnisse berücksichtigen (siehe Marktübersichten)
- Anlagentyp für Bandbreite der vorgesehenen Brennstoffarten geeignet?
- Versierter Kundendienst mit Anlagenkenntnis verfügbar?
- Schwachlast-Betriebszeiten minimieren
 - Passende Anlagendimensionierung
 - Pufferspeicher vorsehen (auch bei Hackschnitzelfeuerungen)

Erfahrungen mit dem Betrieb einer Hackschnitzelanlage im Contractingmodell

Ludwig Strohmayer, Landwirt, Prien am Chiemsee

Ausgangssituation

Waldorfschule Prien, umbauter Raum ca. 20.000 m³
 Ölheizung dringend sanierungsbedürftig
 Jahresverbrauch ca. 80.000 l Heizöl

Zwei Landwirte bauen auf eigene Rechnung eine Hackschnitzelheizung ein, betreiben die Anlage und verkaufen die erzeugte Wärme an die Schule.

Invest: ca. 200.000 Euro, geleistete Arbeitsstunden in der Bauphase: ca. 1.000.

Für den Normalbetrieb wurde ein 350 kW Hackschnitzelofen eingebaut, für Spitzenlast und als Reserve bei Störungen ein 350 kW Ölkessel.

Der Hackschnitzelbunker hat ein Fassungsvermögen von 100 m³, davon sind ca. 60 m³ nutzbar (Schrägboden, Schüttkegel).

Jahresverbrauch zurzeit 900 m³ Hackschnitzel, 2.000 l Heizöl.

Ascheanfall: 4 m³.

Die Hackschnitzel werden in der Region hauptsächlich aus nichtverkäuflichem Gipfelholz bzw. Landschaftspflegematerial gewonnen.

Kalkulation Hackschnitzel: Kosten pro m³

Einkauf Restholz	2 Euro
Hacken, mit Großhacker, Lohnunternehmer	4 Euro
Transport zum Lager	1 Euro
Lager, abgedeckt im Freien, Boden	2 Euro
alternativ, Lagerhalle	4 Euro
Laden auf Transportfahrzeug, Radlader	1 Euro
Transport zum Bunker	1 Euro

Literaturliste „Bioenergie – Umweltfreundliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe“

Susanne Weichwald, LfU, Infozentrum UmweltWissen

Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Absatzförderungsfonds der deutschen Forst- und Holzwirtschaft (2004): Pelletheizungen.

http://www.informationsdienst-holz.de/html/bg_download.phtml?p1=1136197641a161112882&p2=105310&type=product

AG Bio-Rohstoffe (2005): Nachwachsende Rohstoffe in Kommunen – Ein Leitfaden.

<http://www.nawaro-kommunal.de/documents/Leitfaden-nawaro-kommunal.pdf>

Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.)

- **(2000):** Heizen mit Holz in Kamin- und Kachelöfen.
<http://www.bayern.de/lfu/bestell/holzofenbrosch.pdf>
- **(2002):** Forschungsergebnisse zu Emissionen und Emissionsminderungsmöglichkeiten. Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe. Zusammenfassender Bericht zu 15 Teilprojekten.
http://www.bayern.de/lfu/luft/veroeffentlich/umweltforsch/ern_energie/energ_nutzung_nachwachsende_rohstoffe.pdf
- **(2003):** Pflanzenölbetriebene Blockheizkraftwerke.
http://www.bayern.de/lfu/bestell/pflanzenoel_blockheizkraftwerke.pdf
- **(2004):** Heizen mit Holz in Scheitholzesseln.
<http://www.bayern.de/lfu/bestell/scheitholzessel.pdf>
- **(2005):** Umweltrelevante Fragestellungen bei der energetischen Nutzung von Biomasse.
http://www.bayern.de/lfu/tat_bericht/tb_200x/tb_2004/pdf/biomasse.pdf

Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten (Hrsg., 2005):

Gesamtkonzept Nachwachsende Rohstoffe.

http://www.landwirtschaft.bayern.de/agrarpolitik/schwerpunkte/12840/linkurl_1_2.pdf

Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (Hrsg.)

- **(2000):** Naturbelassene biogene Festbrennstoffe – umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten. Materialien 154
http://www.bayern.de/lfu/luft/veroeffentlich/umweltforsch/ern_energie/festbrennstoffe.pdf
- **(2000):** Verbrennungsversuche mit naturbelassenen biogenen Festbrennstoffen in einer Kleinfeuerungsanlage – Emissionen und Aschequalität. Materialien 156
http://www.bayern.de/lfu/luft/veroeffentlich/umweltforsch/ern_energie/festbrennstoffe_verbrennungsversuche.pdf
- **(2003):** Biogasanlagen-Monitoring und Emissionsverhalten von Biogas-Blockheizkraftwerken. Materialien 176
http://www.bayern.de/lfu/luft/veroeffentlich/umweltforsch/ern_energie/biogasanlagen_monitoring.pdf

Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (Hrsg.)

- **(2004):** Biogashandbuch Bayern. Stand: 15.11.2004. Broschüre
<http://www.stmugv.bayern.de/de/aktuell/download/recht/biogas2.pdf>
- **(jeweils aktueller Stand):** Biogashandbuch Bayern. Materialienband. Nur im Internet verfügbar
<http://www.bayern.de/LFU/abfall/biogashandbuch/inhalt.htm>
- **(2004):** Katalysatoren an Biogasmotoren. Materialien 182
Im Internet Ausgabe von 2003:
http://www.bayern.de/lfu/luft/veroeffentlich/umweltforsch/ern_energie/biogasmotoren_kat.pdf
- **(2004):** Pflanzenölbetriebene Blockheizkraftwerke. Leitfaden. Materialien 170
Im Internet Ausgabe von 2002:
http://www.bayern.de/lfu/luft/veroeffentlich/umweltforsch/ern_energie/leitfaden.pdf

Berliner Energieagentur

- (2004):** Holzenergie - Umweltfreundliche Wärme für öffentliche Gebäude.
http://www.infoholz.de/download/area_4/infomaterial/Holzenergie_f_r_oeffentliche_Geb_ude.pdf
- **(2004):** Holzenergie – Neue Chancen für Wohnungsunternehmen.
http://www.infoholz.de/download/area_4/infomaterial/Holzenergie_f_r_Wohnungsunternehmen.pdf

Bundesverband BioEnergie BBE (Hrsg., 2005): Kraftstoffe der Zukunft 2005. Fachkongress für Biokraftstoffe am 14./15.11.2005. Tagungsband
Nachträglich eingereichte Beiträge: http://www.bioenergie.de/BKK/2005/KdZ05_beitraege.htm

Bundesverband BioEnergie BBE, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe FNR (Hrsg., 2004): Ausbau der Bioenergie - Im Einklang mit dem Natur- und Umweltschutz?! – Eine Standortbestimmung. Perspektivforum des BBE und der FNR am 10.02.2004

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg., 2003): Nutzung von Biomasse in Kommunen – Ein Leitfaden.
<http://www.bmu.de/biomasse/doc/4941.php>

Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) (2005): Biokraftstoffe. Strategie für Mobilität von morgen.
<http://www.verbraucherministerium.de/data/000C0F38AEB12DC95BF6521C0A8D816.0.pdf>

Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungsnetzwerk C.A.R.M.E.N.

- **(2000):** Evaluierung Biomasseheizwerke in Deutschland - gekürzte Fassung des Endberichts.
<http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/publikationen/evaluier.pdf>
- **(2002):** Jahrbuch „Nachwachsende Rohstoffe – Wirtschaftsfaktor Biomasse“, Jubiläumsausgabe 10 Jahre C.A.R.M.E.N. e.V.
- **(2004):** Landwirtschaftliche Biogasanlagen. Energie, Wärme und Dünger in der Kreislaufwirtschaft.
<http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/biogas/biogasallgemein.pdf>
- **(2004):** Sonnenspeicher Biomasse. Ihre Verwendung in einem Nahwärmenetz.
- **(2004):** Heizen mit Getreide.
<http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/publikationen/heizenmitGetreide.pdf>
- **(2004/2005):** Jahrbuch „Nachwachsende Rohstoffe – Wirtschaftsfaktor Biomasse“.

- **(2005):** Heizen mit Scheitholz und Holzhackschnitzeln. Holz – ein umweltschonender Brennstoff wird wieder entdeckt.
<http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/publikationen/hackschn.pdf>
- **(2005):** Holzpellets – die Alternative zu Heizöl. Komfortabel, sauber, regenerativ.
<http://www.carmen-ev.de/dt/energie/pellets/Pellbrosch.pdf>

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg., 2005): Contracting-Offensive für öffentliche Liegenschaften. Wirtschaftliche Energiesparpotenziale mit externen Partnern nutzen.
http://www.contractingoffensive.de/page/fileadmin/waermewert/dokumente/Publikationen/Contracting_Liegenschaften.pdf

Deutscher Rat für Landespflege (2006): Die Auswirkungen erneuerbarer Energien auf Natur und Landschaft. Symposium am 19./20. Oktober 2005. Veröffentlichung in 2006
Kurzfassungen der Vorträge: <http://www.landespflege.de/aktuelles/tagung%20EE/energie2.htm>

Europäische Gemeinschaften (2004): Förderung von Biokraftstoffen in Europa. Den Verkehr umweltfreundlicher machen.
http://europa.eu.int/comm/energy/res/publications/doc/2004_brochure_biofuels_de.pdf

Europäische Kommission

- **(2001):** Grünbuch – Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit.
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-principal/pubfinal_de.pdf
- **(2004):** Energy & transport in figures. Part 2: Energy.
http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/pocketbook/doc/2004/pb2004_part_2_energy.pdf

Europäische Umweltagentur (2004): Biokraftstoffe für Verkehrszwecke: eine Untersuchung der Auswirkungen auf Energie- und Landwirtschaft. EEA Briefing 04/2004
http://reports.de.eea.eu.int/briefing_2004_4/de/DE_Briefing_4.pdf

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. FNR (Hrsg.)

- **(2001):** Nachwachsende Rohstoffe. Vielfalt aus 1001 Projektidee.
- **(2002):** Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“. Landwirtschaftsverlag Münster
- **(2003):** Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen.
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_64kleinanlagen_komplett.pdf
- **(2004):** Marktübersicht. Pellet-Zentralheizungen und Pelletöfen.
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_184kessel4_final.pdf
- **(2004):** Marktübersicht. Scheitholzvergaserkessel. Scheitholz-Pellet-Kombinationskessel.
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_117scheitholz_2004.pdf
- **(2004):** Spitzentechnologie ohne Ende.
- **(2005):** Basisdaten BioenergieDeutschland. Stand August 2005. Flyer
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_92bd_bioenergie8_05.pdf
- **(2005):** Biodiesel. Biokraftstoffe in der Landwirtschaft. Flyer
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_171rz_flyer_biodiesel_270505.pdf
- **(2005):** Bioenergie. Pflanzen, Rohstoffe, Produkte.
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_196bioenergie_2005.pdf

- **(2005):** Biogasgewinnung und -nutzung. Handreichung.
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_208handreichung_biogas_index.pdf
- **(2005):** Biokraftstoffe. Pflanzen, Rohstoffe, Produkte.
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_183rz_kraftstoff_180505.pdf
- **(2005):** Eigenverbrauchstankstellen. Biokraftstoffe in der Landwirtschaft. Flyer
- **(2005):** Feuer und Flamme für's Heizen mit Holz. DVD

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. FNR (Hrsg.)

- **(2005):** Fördermaßnahmen. Biokraftstoffe in der Landwirtschaft. Flyer
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_192flyer_biokraftstoffe_foerder_2005.pdf
- **(2005):** Heizen mit Holz. Technik – Brennstoffe – Förderung. Flyer
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_116flyer2_hmh_050923.pdf
- **(2005):** Holzpellets – komfortabel, effizient, zukunftssicher.
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_179holzpellets2005.pdf
- **(2005):** Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Incl. CD-ROM
http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_189leitfaden_2005.pdf
- **(2005):** Pflanzenöl. Biokraftstoffe in der Landwirtschaft. Flyer
- **(2005):** Synthetische Biokraftstoffe. Techniken – Potenziale – Perspektiven. Kongress am 03./04.11.2004 Autovision Wolfsburg, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 25, Landwirtschaftsverlag, Münster

Fachinformationsstelle Bioenergie Niedersachsen (2005): Staubemissionen von Holzheizanlagen.

http://www.ben-online.de/download/591/Staubemissionen_Holzheizanlagen.pdf

Institut für Energie- und Umweltforschung IfEU (Hrsg.)

- **(2003):** Gutachten: Erweiterung der Ökobilanz für RME.
http://www.ufop.de/downloads/IFEU_Gutachten.pdf
- **(2004):** CO₂-neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe – Eine Bestandsaufnahme. Heidelberg
http://www.ufop.de/downloads/Co2_neutrale_Wege.pdf

Institut für Energetik und Umwelt (2005): Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Endbericht, Leipzig

http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_211endbericht_einspeisung_biogas_fnr.pdf

Justus-Liebig-Universität Gießen, Lehrstuhl für Pflanzenzüchtung IPZ (2003): Die Informations-CD über Nachwachsende Rohstoffe.

Knothe, G., Krahl, J., Van Gerpen, J. (Hrsg., 2005): The Biodiesel Handbook.

Krahl J. (2002): Rapsölmethylester in dieselmotorischer Verbrennung: Emissionen, Umwelteffekte, Optimierungspotenziale. Braunschweig FAL, 296 p Landbauforsch. Völkenrode SH 233

<http://www.fal.de/fallit/fallit.asp?F=SS&L=DE&G=H>

L-B-Systemtechnik GmbH (2002): Vergleich verschiedener Antriebskonzepte im Individualverkehr im Hinblick auf Energie- und Kraftstoffeinsparung.

<http://www.lbst.de/antriebskonzepte/main.html>

Marutzky R., Seeger K. (1999): Energie aus Holz und anderer Biomasse. Grundlagen – Technik – Entsorgung – Recht. DRW-Verlag

Medenbach M.C. (Hrsg., 2001): Erneuerbare Energie in der Land(wirt)schaft 2001.

<http://www.agrarenergie.de/fb.php?url=http://www.agrarenergie.de/buecher/inh2002.htm>

Ökoinstitut e.V. (Hrsg., 2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse.

<http://www.oeko.de/service/bio/de/index.htm>

Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut OTTI (2005): 14. Bayerisches Symposium Bioenergie. Festbrennstoffe, Flüssigkraftstoffe, Biogas. Tagungsband vom 25./26. November 2005

Ostermeier A. (2004): Ergebnisse der Klausurtagung „Biokraftstoffe“ BMU/UBA 26.27.02. In: Bayerisches Landesamt für Umweltschutz: Auto(mobil) und Umweltschutz. Fachtagung der Umweltberatung Bayern am 29.01.2004

http://www.bayern.de/lfu/umwberat/data/band/auto_2004.pdf

Schulz H., Eder B. (2001): Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele. Öko-buch Verlag, Staufen bei Freiburg

Syassen O. (2002): Biodiesel: Beitrag zum zukünftigen Verkehr. Vortrag im Rahmen des FVV-Workshop „CO₂-neutrale Wege zukünftiger Mobilität“, 09./10. September 2002, Frankfurt am Main

http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/publikationen/05_Biodiesel-BeitragDrSyassen.pdf

Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe

- **(2003):** Rapsölkraftstoff in Traktoren und Blockheizkraftwerken. Tagungsband zum Internationalen Expertenforum, 25./26. Februar 2002
- **(2004):** Positionspapier Rapsölkraftstoff.
http://www.stmlf-design2.bayern.de/tfz/tec/oel/pdf/posiraprk_20040422.pdf

Umweltbundesamt Österreich (Hrsg., 2005): Biogas im Verkehrssektor. Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz.

<http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/BE283.pdf>

Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V. (Hrsg.)

- **(2004):** Biodiesel Flowerpower. Fakten – Argumente – Tipps. Broschüre
http://www.ufop.de/downloads/FlowerPower_151203.pdf
- **(2005):** Bericht 2004/2005.
http://www.ufop.de/downloads/bericht_2005_1.pdf
- **(2005):** Statusbericht Biodieselproduktion und Vermarktung in Deutschland 2005.
http://www.ufop.de/downloads/RZ_Biodieselbericht_230605.pdf

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (Hrsg., 2004): Gewinnung von Methanol aus Biomasse.

<http://www.ufop.de/downloads/Metaholgewinnung.pdf>

Linkliste „Bioenergie – Umweltfreundliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe“

Susanne Weichwald, LfU, Infozentrum UmweltWissen

Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. PDF-Dokumente finden Sie in der Literaturliste.

Behörden und staatliche Einrichtungen

Absatzförderungsfonds der deutschen Forst- und Holzwirtschaft

<http://www.infoholz.de/>

Bayerisches Landesamt für Umwelt

<http://www.bayern.de/lfu/>

- Nachwachsende Rohstoffe
http://www.bayern.de/lfu/luft/nachwachs_roh/start.htm
- Biogashandbuch
<http://www.bayern.de/lfu/abfall/biogashandbuch/inhalt.htm>

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

<http://www.lfl.bayern.de>

- Nachwachsende Rohstoffe
http://www.landwirtschaft.bayern.de/landwirtschaft/nachwachsende_rohstoffe/
- Biogasausbeuten verschiedener Substrate
http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/10225/?context=/landwirtschaft/nachwachsende_rohstoffe/verwendung/

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle BAFA

<http://www.bafa.de/>

- Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien
<http://www.bafa.de/1/de/aufgaben/energie.htm>

Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft

www.fal.de

- Literatur
<http://www.fal.de/index.htm?page=/de/publikationen/default.htm>

Deutsche Energie-Agentur dena

<http://www.dena.de/>

- Contracting-Offensive für öffentliche Liegenschaften
<http://www.contractingoffensive.de>

EBA-Zentrum

Entwicklungs-, Beratungs- und Anwendungszentrum für die verstärkte Nutzung von Biomasse im ländlichen Raum

<http://www.triesdorf.de/EBA/>

Fachhochschule Coburg

www.fh-coburg.de

- Biokraftstoffe
[http://www.fh-coburg.de/index.php?id=krahl&type=1&no_cache=1&sword_list\[0\]=biodiesel](http://www.fh-coburg.de/index.php?id=krahl&type=1&no_cache=1&sword_list[0]=biodiesel)

Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe

<http://www.konaro.bayern.de/>

→ **Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungsnetzwerk C.A.R.M.E.N. e.V.**

<http://www.carmen-ev.de/>

- Bezugsquellen
<http://www.carmen-ev.de/dt/energie/bezugcontent.html>
- Förderungsmöglichkeiten
<http://www.carmen-ev.de/dt/energie/foerderungcontent.html>
- Holzpellets – eine Alternative zum Heizöl
<http://www.carmen-ev.de/dt/energie/pellets/pellets.html>
- Projekte
<http://www.carmen-ev.de/dt/energie/projektecontent.html>

→ **Technologie- und Förderzentrum**

<http://www.tfz.bayern.de/>

- Gewinnung und Nutzung von Pflanzenöl
http://www.stmlf-design2.bayern.de/tfz/tec/oel/oel_.htm

→ **Wissenschaftszentrum der TU München und der FH Weihenstephan**

<http://www.wissenschaftszentrum-straubing.de>

Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW

<http://www.kfw.de>

- KfW-Förderbank
<http://www.kfw-foerderbank.de>

3N - Kompetenzzentrum Nachwachsende Rohstoffe

<http://www.ben-online.de>

Umweltbundesamt

<http://www.umweltbundesamt.de>

- Kraft- und Betriebsstoffe
<http://www.umweltbundesamt.de/verkehr/kraftsubst/kraftstoff/biodiesel/biodiesel.htm>
- Umweltrelevanz des Stoffes Methyltertiärbuthylether (MTBE)
<http://www.umweltbundesamt.de/verkehr/kraftsubst/additiva/mtbe.htm>

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung

<http://www.zsw-bw.de>

- Netzwerk Regenerative Kraftstoffe "ReFuelNet"
<http://www.refuelnet.de>

Verbände, Vereine, Netzwerke

AG Bio-Rohstoffe, Witzenhausen-Institut GmbH und IGW Fricke & Turk GmbH

<http://www.nawaro-kommunal.de>

Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel AGQM e.V.

<http://www.agqm-biodiesel.de/>

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE Bayern)

<http://www.zae-bayern.de/>

Bundesverband BioEnergie BBE e.V.

www.bioenergie.de

Bundesverband Biogene und Regenerative Kraft- und Treibstoffe BBK e.V.

<http://www.biokraftstoffe.org/>

Bundesverband Pflanzenöle e.V.

<http://www.bv-pflanzenoele.de>

Deutscher Energie-Pellet-Verband e.V.

<http://www.depv.de/>

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe FNR e.V.

<http://www.fnr.de/>

- Bioenergie
<http://www.bio-energie.de/>
- Biokraftstoffe
<http://www.bio-kraftstoffe.info/>
- BTL: Synthetische Kraftstoffe aus Biomasse
<http://www.btl-plattform.de/>
- Nachwachsende Rohstoffe
<http://www.nachwachsende-rohstoffe.de/>

Fachverband Biogas e.V.

<http://www.biogas.org/>

Internationales Biogas- und Bioenergie Kompetenzzentrum IBBK

<http://www.biogas-zentrum.de/>

Naturschutzbund Deutschland NABU e.V.

<http://www.nabu.de>

- Positionspapier zum natur- und umweltverträglichen Anbau nachwachsender Rohstoffe
http://www.nabu.de/m07/m07_05/03624.html

Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V.

<http://www.ufop.de>

- Biodieseltankstellen
http://www.ufop.de/2_2_1_3.html

Verband deutscher Biokraftstoffhersteller e.V.

<http://www2.biodieselverband.de/vdb>

Kampagnen

Informationskampagne Erneuerbare Energien

<http://www.unendlich-viel-energie.de>

Nachhaltige Energie für Europa

<http://www.sustenergy.org/>

- Nachhaltige Energie für Europa 2005-2008
http://www.sustenergy.org/pdf/sust-energy_brochure_de.pdf

Informationsdienste, Nachrichtenportale

Boxer-Infodienst: Regenerative Energien

<http://www.boxer99.de>

Nachrichtenportal für Nachwachsende Rohstoffe

<http://www.nachwachsende-rohstoffe.info>

Infozentrum UmweltWissen

Dr. Katharina Stroh, Susanne Weichwald, LfU

Basis jeder Arbeit im Umweltbereich ist neben dem unentbehrlichen Engagement auch ein breites Wissen über ökologische Zusammenhänge. Fakten dazu sind zwar reichlich vorhanden, aber oft in wissenschaftlichen Veröffentlichungen versteckt, die den Zusammenhang nur für Spezialisten erkennbar machen. An dieser Stelle möchte das Infozentrum UmweltWissen eine Brücke zwischen Fachwelt und Öffentlichkeit schlagen: In unseren Informationen übersetzen wir wissenschaftliche Erkenntnisse in eine allgemeinverständliche Sprache und stellen komplexe Zusammenhänge anschaulich dar.

Unser Angebot wendet sich an Multiplikatoren in Behörden, Verbänden und anderen Institutionen, z. B. an:

- Umweltberater
- Umweltschutzingenieure
- Abfallberater
- Verbraucherberater
- Lehrer
- Mediziner
- Agenda 21–Engagierte

Vielseitig und informativ – wir bearbeiten Themen aus allen Bereichen des Umweltschutzes:

- Stoffe in der Umwelt: Stoffbeschreibungen, Umweltchemikalien in den Umweltmedien Boden, Wasser, Luft sowie in Innenräumen
- Klima und Energie
- Strahlung
- Lärm
- Natur- und Landschaftsschutz
- Produkte
- Umweltbewusstes Verhalten
- Allgemeine Umweltthemen

Darüber hinaus vermitteln wir Ihnen bei fachübergreifenden Fragen auch gerne Fachleute oder Beratungsstellen aus anderen Fachgebieten im Umweltbereich.

Allgemeiner Überblick und Spezialwissen – wir bieten Ihnen beides:

Unsere **Publikationen** vermitteln einen allgemeinen Überblick. Sie können zur Weiterbildung, aber auch als Anregung für die eigene Arbeit, z. B. als Informationsgrundlage für Flyer verwendet werden. Bei speziellen Fragestellungen bieten wir Unterstützung bei der **Recherche** an. Eine gezielte Fortbildung ermöglichen **Fachtagungen**, die wir regelmäßig zu aktuellen Umweltthemen veranstalten und für Multiplikatoren konzipieren.

Bei allen Informationsangeboten ist uns die ausgewogene Darstellung ein zentrales Anliegen. Die tragfähige Basis dafür bildet das Fachwissen des Bayerischen Landesamtes für Umwelt, der zentralen Fachbehörde für den technischen und ökologischen Umweltschutz. Darüber hinaus kooperieren wir mit anderen Fachbehörden und mit Forschungsinstituten, um auch über ressortübergreifende Themen und über den Stand der wissenschaftlichen Diskussion zu informieren.

Finanziert wird das Infozentrum UmweltWissen vom Bayerischen Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (StMUGV).

Sie finden unser Angebot im Internet. Wenn Sie unsere Informationen regelmäßig bekommen wollen, schreiben Sie uns einfach eine E-Mail. Wir werden Sie dann gerne in unseren Verteiler aufnehmen.

Ansprechpartnerinnen: Dr. Katharina Stroh, Susanne Weichwald, Sabine Schwarzmann

Telefon : 0821/9071-5671

Internet: www.bayern.de/lfu/umwberat/

E-Mail: umweltwissen@lfu.bayern.de

Tagungsleitung / Referenten

Prof. Dr.-Ing. Albert Göttle
Bayerisches Landesamt für Umwelt
Präsident
86177 Augsburg

Tel.: (0821) 90 71 – 50 01
Fax: (0821) 90 71 – 50 09
E-Mail: albert.goettle@lfu.bayern.de

Dr. Katharina Stroh
Bayerisches Landesamt für Umwelt
Infozentrum UmweltWissen
86177 Augsburg

Tel.: (0821) 90 71 – 56 71
Fax: (0821) 90 71 – 55 36
E-Mail: umweltwissen@lfu.bayern.de

Susanne Weichwald
Bayerisches Landesamt für Umwelt
Infozentrum UmweltWissen
86177 Augsburg

Tel.: (0821) 90 71 – 56 71
Fax: (0821) 90 71 – 55 36
E-Mail: umweltwissen@lfu.bayern.de

Dr. Ruth Brökeland
C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgasse 18
94315 Straubing

Tel.: (09421) 96 0 – 3 00
Fax: (09421) 96 0 – 3 33
E-Mail: ruth.broekeland@carmen-ev.bayern.de

Prof. Dr. Dr. h.c. Alois Heißenhuber
Technische Universität München
Alte Akademie 14
85350 Freising-Weihenstephan

Tel.: (08161) 71 34 09
Fax: (08161) 71 44 26
E-Mail: heissenhuber@wzw.tum.de

Prof. Dr. Jürgen Krahl
Fachhochschule Coburg
Friedrich-Streib-Str. 2
96450 Coburg

Tel.: (09561) 31 7 – 1 27
Fax: (09561) 31 7 – 3 16
E-Mail: krahl@fh-coburg.de

Franz Reitberger
Bayerisches Landesamt für Umwelt
86177 Augsburg

Tel.: (0821) 90 71 – 53 76
Fax: (0821) 90 71 – 55 53
E-Mail: franz.reitberger@lfu.bayern.de

Gerhard Schmoeckel
Bayerisches Landesamt für Umwelt
86177 Augsburg

Tel.: (0821) 90 71 – 52 04
Fax: (0821) 90 71 – 55 60
E-Mail: gerhard.schmoeckel@lfu.bayern.de

Dr. Michael Specht
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-
Forschung Baden-Württemberg
Industriestr. 6
70565 Stuttgart

Tel.: (0711) 78 70 – 218
Fax: (0711) 78 70 – 200
E-Mail: michael.specht@zsw-bw.de

Ludwig Strohmayer
Trautersdorf 1
83209 Prien am Chiemsee

Tel.: (08051) 41 27
Fax: (08051) 96 29 29
E-Mail: kastlerhof@t-online