

Institut für Energetik und Umwelt
gemeinnützige GmbH

Institute for Energy and Environment



Endbericht

**Monitoring zur Wirkung der
Biomasseverordnung auf Basis des
Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)**

Forschungs- und Entwicklungsvorhaben 201 41 132

im Auftrag des

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
und des
Umweltbundesamtes Berlin

Geschäftsführer:
Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
Handelsregister: Amtsgericht Leipzig HRB 8071
Sitz und Gerichtsstand Leipzig

Deutsche Bank AG
(BLZ 860 700 00)
Konto-Nr.: 1381086

Stadt- und Kreissparkasse Leipzig
(BLZ 860 555 92)
Konto Nr.: 1100564876

Zert.-Nr. 1210010564/1





Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit
und
Umweltbundesamt Berlin
Postfach 33 00 22
14191 Berlin

Auftragnehmer: Institut für Energetik & Umwelt gGmbH (IE)
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

Geschäftsbereich: Energiewirtschaft & Umwelt

Leiter: Dr. Thomas Weidele

☎: +49 (0) 341 / 24 34 - 4 12

✉: thomas.weidele@ie-leipzig.de

Verantwortliche Bearbeiter:

Anne Scheuermann

Dr. Daniela Thrän

Frank Scholwin

Martin Dilger

Doris Falkenberg

Moritz Nill

Janet Witt

Leipzig, 15. Dez. 2003



Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis.....	VII
1 Einleitung.....	1
1.1 Fragestellung	1
1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	2
2 Methodik.....	6
3 Potenziale.....	8
3.1 Biomasse im Sinne der BiomasseV.....	8
3.2 Begriffsbestimmungen Potenziale.....	9
3.3 Technisches Brennstoffpotenzial	10
3.3.1 Holzartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle	11
3.3.1.1 Waldrest- und Durchforstungsholz sowie zusätzlich nutzbares Waldholz.....	11
3.3.1.2 Landschaftspflegeholz	12
3.3.1.3 Altholz in der Abfallwirtschaft	12
3.3.1.4 Industrierestholz außerhalb der Abfallwirtschaft.....	18
3.3.2 Halmgutartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle.....	19
3.3.2.1 Stroh	19
3.3.2.2 Grasschnitt	20
3.3.2.3 Landschaftspflegematerial	20
3.3.3 Sonstige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle	21
3.3.3.1 Exkreme und Einstreu aus der Nutztierhaltung	21
3.3.3.2 Sonstige Ernterückstände aus der Landwirtschaft	21
3.3.3.3 Abfälle aus Gewerbe und Industrie.....	22
3.3.3.4 Organische Siedlungsabfälle.....	22
3.3.4 Energiepflanzen	23
3.3.4.1 Pflanzenölgewinnung.....	23
3.3.4.2 Bioethanolgewinnung	24



3.3.4.3	Festbrennstoffgewinnung.....	24
3.3.4.4	Biogasgewinnung.....	25
3.3.4.5	Potenziale bei einem Anbaumix	25
3.3.5	Gesamtes Potenzial.....	26
3.4	Technisches Stromerzeugungspotenzial.....	28
3.5	Stoffliche Grenz- und Zweifelsfälle (Diskussionspunkte)	29
3.5.1	Einsatz von Stoffen tierischer Herkunft	30
3.5.1.1	Rohstoffe und ihre Aufbereitung	30
3.5.1.2	Aufkommen und Nutzung.....	33
3.5.1.3	Diskussion einer energetischen Nutzung	36
3.5.2	Einsatz von Stoffen aus der Papier- und Zellstoffindustrie.....	38
3.5.2.1	Rohstoffe und ihre Aufbereitung	39
3.5.2.2	Aufkommen und Nutzung.....	40
3.5.2.3	Diskussion einer energetischen Nutzung	41
3.6	Zusammenfassung	42
4	Stromerzeugung aus festen Bioenergieträgern	43
4.1	Nutzung	43
4.1.1	Anlagenbestand	43
4.1.2	Leistungsentwicklung.....	46
4.1.3	Brennstoffeinsatz	47
4.1.4	Stand der Technik.....	49
4.2	Mitverbrennung fester Biomasse – Beispiel Stroh.....	50
4.2.1	Potenzial zur Mitverbrennung	51
4.2.2	Stand der Technik.....	53
4.3	Wirtschaftlichkeit	55
4.3.1	Investitionskosten	55
4.3.2	Stromgestehungskosten	56
4.4	Diskussionspunkte und Handlungsbedarf	59
4.4.1	Begriff Biomasse / Abfall.....	60
4.4.2	Netzzugang / Netzbetreiber	60
4.4.3	Genehmigungsverfahren / Genehmigungsbehörde	61
4.4.4	Zeitliche Befristung	62
4.4.5	Vergütung / Wirtschaftlichkeit / Brennstoffmarkt.....	63
4.4.6	Ungenügende Wärmenutzung	64



4.5	Zusammenfassung	66
5	Stromerzeugung aus gasförmigen Bioenergieträgern	67
5.1	Nutzung	67
5.1.1	Anlagenbestand	67
5.1.2	Leistungsentwicklung.....	69
5.1.3	Substrateinsatz	71
5.1.4	Stand der Technik / Innovation	71
5.2	Wirtschaftlichkeit	74
5.2.1	Investitionskosten	74
5.2.2	Stromgestehungskosten	76
5.3	Diskussionspunkte und Handlungsbedarf	79
5.3.1	Anlagenbetrieb.....	79
5.3.2	Gärproduktverwertung.....	81
5.3.3	Netzzugang / Netzbetreiber	82
5.3.4	Genehmigungsverfahren / Genehmigungsbehörde	83
5.3.5	Sicherheitstechnische Anforderungen	83
5.3.6	Baurechtliche Genehmigung	84
5.3.7	Vergütung / Wirtschaftlichkeit	85
5.3.8	Betriebsbezogene Hemmnisse	85
5.4	Zusammenfassung	86
6	Stromerzeugung aus flüssigen Bioenergieträgern	87
6.1	Nutzung	87
6.1.1	Anlagenbestand	87
6.1.2	Leistungsentwicklung.....	89
6.1.3	Brennstoffeinsatz	89
6.1.4	Stand der Technik.....	90
6.2	Wirtschaftlichkeit	91
6.3	Diskussionspunkte und Handlungsbedarf	94
6.3.1	Brennstoffqualität und Motorenapplikation	94
6.3.2	Zeitliche Befristung	94
6.4	Zusammenfassung	95
7	Schlussbetrachtung.....	96
	Literaturverzeichnis	VIII

**Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Vergütungssätze für Strom aus Biomasse nach dem EEG vom 29. März 2000 und nach der entsprechenden Jahresstrommenge (real)	3
Tabelle 2: Genutzte Datenquellen	7
Tabelle 3: Anerkannte und nicht anerkannte Biomasse im Sinne der BiomasseV	9
Tabelle 4: Import / Export Statistik Altholz 1999	17
Tabelle 5: Technisches Potenzial von Ernterückständen auf Basis des Jahres 2000	22
Tabelle 6: Energieträgerpotenziale bei Anbau verschiedener Energiepflanzen auf 2 Mio. ha zur Festbrennstoffgewinnung	25
Tabelle 7: Zusammenfassung der Brennstoffpotenziale (Stand: August 2003)	27
Tabelle 8: Energiepotenziale von Biomasse zur Stromerzeugung	29
Tabelle 9: Zusammensetzung der TBA-Rohware	31
Tabelle 10: Rohmaterialverarbeitungsmengen der Fleischmehlindustrie	33
Tabelle 11: In Tierkörperbeseitigungsanstalten hergestellte Produkte	34
Tabelle 12: Verwendung der Produkte	36
Tabelle 13: Übersicht der Behandlungsverfahren von Tiermehl und -fett.....	37
Tabelle 14: Bedarfsgrundlage zur Zufeuerung in Braun- und Steinkohlekraftwerken	52
Tabelle 15: Bedarf an Stroh zur Mitverbrennung in Kohlekraftwerken	52
Tabelle 16: Charakteristika biogener Festbrennstoffe im Vergleich zur Kohle	54
Tabelle 17: Annahmen und Randbedingungen für die Modellfälle zur Berechnung der Stromgestehungskosten fester Biomassen.....	57
Tabelle 18: Annahmen und Randbedingungen für die Modellfälle zur Berechnung der Stromgestehungskosten Biogas.....	77
Tabelle 19: Annahmen und Randbedingungen für die Modellfälle zur Berechnung der Stromgestehungskosten Rapsöl- und RME-BHKW	92



Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Vorgehensweise des Monitorings der BiomasseV	6
Abb. 2:	Stoffstromdiagramm für Altholz auf Grundlage der Statistischen Erhebungen der Länder (Öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger und Statistische Landesämter)	14
Abb. 3:	Technisches Altholzpotezial in der Abfallwirtschaft (Datengrundlage: Öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger, 1999 und Statistische Landesämter, 1998)	15
Abb. 4:	Technisches Altholzpotezial, aufgeschlüsselt nach Stoffgruppen (Datengrundlage: Öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger, 1999 und Statistische Landesämter, 1998)	16
Abb. 5:	Importländer und Exportländer für Altholz, bezogen auf Deutschland	18
Abb. 6:	Energieertrag verschiedener Energiepflanzen	26
Abb. 7:	Brennstoffpotenziale und Nutzung	28
Abb. 8:	Verfahrensablauf in einer Tierkörperbeseitigungsanlage	31
Abb. 9:	Verwendungszweck der Produkte der Fleischmehlindustrie	35
Abb. 10:	Stoffströme in der Papier- und Zellstoffindustrie	39
Abb. 11:	Anlagenbestand Biomasse(heiz)kraftwerke – Stand (November 2003) und mögliche Entwicklung (bei Berücksichtigung aller in Planung befindlichen Anlagen)	43
Abb. 12:	Übersicht über bestehende und geplante Biomasse(heiz)kraftwerke mit Stromerzeugung in Deutschland	45
Abb. 13:	Installierte elektrische Leistung aus Biomasse(heiz)kraftwerken – Stand (November 2003) und Entwicklung (bei Annahme einer Realisierung von 30 %)	46
Abb. 14:	In Biomasse(heiz)kraftwerken eingesetzte Holzsortimente (nach Angaben der Betreiber)	47
Abb. 15:	Entwicklung der Altholzpreise (für größere Mengen frei Verwerter; bei negativen Preisangaben handelt es sich um Zuzahlungen an den Verwerter)	48
Abb. 16:	Elektrischer Bruttowirkungsgrad bestehender Biomasse(heiz)kraftwerke (nach Angaben der Betreiber)	49
Abb. 17:	Bruttogesamtnutzungsgrad bestehender Biomasse(heiz)kraftwerke (nach Angaben der Betreiber)	50
Abb. 18:	Durchschnittliche spezifische Investitionskosten von Biomasse(heiz)kraftwerken (betriebene und geplante Anlagen)	56
Abb. 19:	Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße und eingesetzten Biomasse; Annahme Brennstoffpreis: 5 €/t (biogene Neben-, Rest- oder Abfallprodukte) und 35 €/t (naturbelassene Biomasse)	58



Abb. 20:	Sensitivitätsbetrachtung einzelner Faktoren auf den Stromgestehungspreis bei einem Biomasseheizkraftwerk 20 MW _{el} (Brennstoffpreis 20 €/t)	59
Abb. 21:	Dauer des Genehmigungsverfahrens und Gesamtrealisierungsdauer	63
Abb. 22:	Anlagenbestand Biogasanlagen – Stand (August 2003) und mögliche Entwicklung (Datenbasis KfW)	67
Abb. 23:	Anteil des Biogasanlagenbestandes der Bundesländer am gesamten Anlagenbestand (Datenbasis KfW)	68
Abb. 24:	Installierte elektrische Leistung aus Biogasanlagen – Stand (August 2003) und mögliche Entwicklung.....	69
Abb. 25:	Durchschnittlich installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen in den Bundesländern und in Deutschland (Datenbasis KfW)	70
Abb. 26:	Installierte elektrische Gesamtleistung der Biogasanlagen in den Bundesländern	70
Abb. 27:	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Biogasanlagen in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Leistung und dem Jahr der Baubearbeitung (Datenbasis KfW)	74
Abb. 28:	Anteile verschiedener Bauleistungen an den Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße – Durchschnittswerte realisierter Anlagen	75
Abb. 29:	Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße und eingesetzten Biomasse; Annahme Kosubstratpreis: 30 €/t.....	78
Abb. 30:	Sensitivitätsbetrachtung einzelner Faktoren auf den Stromgestehungspreis bei einer Biogasanlage 350 kW _{el} (1/3 Kosubstrat aus nachwachsenden Rohstoffen)	79
Abb. 31:	Anlagenanzahl Pflanzenöl- und PME-BHKW nach Größenklassen (August 2003)	87
Abb. 32:	Übersicht über bestehende und geplante und Pflanzenöl- und PME-BHKW mit Stromerzeugung in Deutschland	88
Abb. 33:	Installierte elektrische Leistung Pflanzenöl- und PME-BHKW nach Größenklassen (August 2003)	89
Abb. 34:	Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße und eingesetzten Biomasse; Annahme Brennstoffpreis: 0,65 €/l (Rapsöl) und 0,75 €/l (RME)	93
Abb. 35:	Sensitivitätsbetrachtung einzelner Faktoren auf den Stromgestehungspreis bei einem Rapsöl-BHKW 100 kW _{el}	93

**Abkürzungsverzeichnis**

AbfVerbrG	Abfallverbringungsgesetz
AltholzV	Altholzverordnung
atro	absolut trocken
BauGB	Baugesetzbuch
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
4. BImSchV	Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen
13. BImSchV	Verordnung über Großfeuerungsanlagen
17. BImSchV	Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe
BioAbfV	Bioabfallverordnung
BiomasseV	Biomasseverordnung
DüMG	Düngemittelgesetz
DüMV	Düngemittelverordnung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Richtlinie	EG-Richtlinie über die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt
FM	Frischmasse
GV	Großvieheinheit
Hygiene-VO	EG-Verordnung mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte Nebenprodukte
KrW-/ AbfG	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz
MAP	Marktanreizprogramm
oTS	Organische Trockensubstanz
PME	Pflanzenölmethylester
RME	Rapsölmethylester
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TASi	Technische Anleitung Siedlungsabfall
TBA	Tierkörperbeseitigungsanstalt
TierKBG	Tierkörperbeseitigungsgesetz
TM	Trockenmasse
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UVS	Umweltverträglichkeitsstudie
VerfVerG	Verfütterungsverbotsgesetz



1 Einleitung

Nachfolgend werden zunächst die Zielsetzungen des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens „Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung“ dargestellt. Anschließend wird auf die rechtlichen Rahmenbedingungen eingegangen.

1.1 Fragestellung

Erneuerbare Energien und insbesondere Biomasse gelten als Hoffnungsträger, wenn es um eine zukünftig umwelt- und klimaverträgliche Energieversorgung geht. Deshalb wird ihr verstärkter Einsatz auch in vielen nationalen Zielvorgaben gefordert, z. B. soll der Anteil der erneuerbaren Energien bei der Primärenergie von 2,1 % im Jahr 2000 auf 4,2 % in 2010 verdoppelt und entsprechend der Anteil an der Stromproduktion von 6,25 % in 2000 auf 12,5 % in 2010 erhöht werden. Ein wesentliches Instrument zur Umsetzung dieser Zielvorgaben ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das für ausschließlich aus regenerativen Energien erzeugten Strom eine Einspeisevergütung für die Dauer von 20 Jahren garantiert /1/. Für den Bereich der energetischen Biomassenutzung wird das EEG durch die Biomasseverordnung (BiomasseV) ergänzt, die regelt, welche Stoffe und technischen Verfahren im Sinne des EEG anzuerkennen und welche Umweltauflagen einzuhalten sind /2/. Beide Instrumente sind umfassend innovativ und erfordern daher eine begleitende Auswertung bezüglich der aus umwelt-, energie- und agrarpolitischer Sicht gewünschten Steuerungswirkung.

Das Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE), Leipzig, wurde vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und vom Umweltbundesamt Berlin (UBA) beauftragt, die BiomasseV hinsichtlich ihrer Lenkungswirkung im Bereich der Stromerzeugung aus biogenen Stoffen auf Basis des EEG während einer Projektlaufzeit von knapp zweieinhalb Jahren (August 2001 bis Dezember 2003) wissenschaftlich zu begleiten. Dazu waren u. a. folgende Fragestellungen zu untersuchen:

- Welche Anreizwirkungen zur energetischen Nutzung von Biomasse werden durch die BiomasseV geschaffen und wie sind sie zu bewerten?
- Gibt es Regelungsdefizite bezüglich der Anerkennung von Biomasse im Sinne der BiomasseV?



- Wie entwickelt sich der Stand der Technik und welche möglichen Konsequenzen ergeben sich daraus für die Fortentwicklung der BiomasseV?
- Welche nicht-technischen Hemmnisse treten bei der Umsetzung der BiomasseV auf?

Im vorliegenden Endbericht werden die Ergebnisse des Forschungsvorhabens zusammenfassend dargestellt. Die dazu entwickelte Methodik wird in Kapitel 2 diskutiert. Kapitel 3 beschreibt die technischen Brennstoff- und Stromerzeugungspotenziale aus Biomasse (hier erfolgt u. a. eine Aktualisierung der Ergebnisse des 1. und 2. Zwischenberichtes /3/, /4/). Vor dem Hintergrund aktueller Diskussionen und möglicher Änderungen der Rechtslage durch angrenzende Gesetze und Verordnungen werden auch stoffliche Grenz- und Zweifelsfälle betrachtet. Für die Beurteilung der Lenkungswirkung der BiomasseV werden, aufbauend auf den Ergebnissen des 1. und 2. Zwischenberichts, für feste (Kapitel 4), gasförmige (Kapitel 5) und flüssige (Kapitel 6) Bioenergieträger Nutzungsstand, Aspekte der Wirtschaftlichkeit und auftretende Diskussionspunkte dargestellt /3/, /4/. Abschließend werden in Kapitel 7 sich ergebene Schlussfolgerungen und offene Fragen zusammengefasst.

1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Erneuerbare Energien Gesetz. Die Europäische Kommission verabschiedete 1998 das Weißbuch über erneuerbare Energieträger und strebt darin die Verdopplung ihres Marktanteils auf 12,5 % des Energiebedarfs bis zum Jahr 2010 an. Dabei soll der Anteil der Biomasse überdurchschnittlich wachsen. Zur nationalen Umsetzung dieser Zielvorgabe trat am 01.04.2000 mit dem EEG eine Regelung in Kraft, die eine Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien für eine Dauer von 20 Jahren gesetzlich garantiert /1/. Die Abnahmeverpflichtung gilt nur für Strom, der ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Biomasseanlagen sind bis zu einer installierten elektrischen Leistung von 20 MW förderfähig. Dabei staffelt sich die Vergütung in Abhängigkeit der installierten elektrischen Leistung ($\leq 0,5$ MW, ≤ 5 MW und > 5 MW) und sinkt ab 1. Januar 2002 in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres um 1 % per anno. Die Vergütung bezieht sich auf die Jahresstrommenge, so dass auch Anlagen im größeren Leistungsbereich zunächst die höhere Vergütung (bis zu einer installierten elektrischen Leistung von 0,5 bzw. 5 MW) in Anspruch nehmen können (sogenannte Mischungsregelung) (Tabelle 1) /5/. Die jeweiligen Vergütungssätze bleiben für die gesamte Förderdauer unverändert. Die Rechtsverhältnisse im



Rahmen des EEG sind ausschließlich zivilrechtlich ausgestaltet, auf die Einschaltung von Überwachungsbehörden wird also verzichtet.

Tabelle 1: Vergütungssätze für Strom aus Biomasse nach dem EEG vom 29. März 2000 und nach der entsprechenden Jahresstrommenge (real) /5/

in ct/kWh	2000		2001		2002		2003	
	EEG	real	EEG	real	EEG	real	EEG	real
≤ 0,5 MW	10,2	10,2	10,2	10,2	10,1	10,1	10,0	10,0
≤ 5 MW	9,2	9,3	9,2	9,3	9,1	9,2	9,0	9,1
> 5 MW	8,7	8,9	8,7	8,9	8,6	8,8	8,5	8,7

Biomasseverordnung. Im EEG ist nicht definiert, welche Stoffe als Biomasse gelten. So wurde mit der BiomasseV am 28.06.2001 eine Rechtsvorschrift erlassen, die für die energetische Nutzung von Biomasse rechtsverbindlich regelt, welche Stoffe und technische Verfahren in den Anwendungsbereich des EEG fallen und welche Umwelanforderungen (u. a. Mindestwirkungsgrad bei ausschließlicher Stromerzeugung aus Altholz) dabei einzuhalten sind. Durch die Anforderungen an die eingesetzten Stoffe wird sichergestellt, dass der Biomasse keine Beimengungen von Fremdstoffen zugesetzt werden können, deren energetische Nutzung dem Zweck des EEG zuwiderlaufen würde (siehe Abschnitt 3.1). In technischer Hinsicht dürfen die betreffenden Anlagen hinter dem derzeitigen Stand der Technik zur Stromerzeugung aus Biomasse im Hinblick auf das Ziel des Klima- und Umweltschutzes nicht zurückfallen. Eigenständige, über die fachgesetzlichen Umwelanforderungen hinausgehende Umweltstandards werden nicht festgelegt /2/.

Weitere Rechtsvorschriften. Für die Genehmigung von Biomasseanlagen zur Stromerzeugung sind neben EEG und BiomasseV weitere Rechtsvorschriften, die z. T. geändert wurden oder demnächst geändert werden, zu beachten. Je nach Anlagengröße und -art muss sich der Anlagenplaner bzw. -betreiber u. a. mit folgenden rechtlichen Rahmenbedingungen auseinandersetzen /6/:



Anlagengenehmigungsrecht	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung Bundes-Immissionsschutzgesetz und 4. BImSchV
Immissionsschutzrecht	TA Luft 13. BImSchV 17. BImSchV TA Lärm
stofflicher Input bzw. Output	Biomasseverordnung Altholzverordnung Abfallverzeichnisverordnung Deponieverordnung und Ablagerungsverordnung Düngemittelgesetz und Düngemittelverordnung Bioabfallverordnung Hygiene-VO Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz
Bauplanungsrecht	Baugesetzbuch

EE-Richtlinie. Die am 27.10.2001 in Kraft getretene EG-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt (EE-Richtlinie) lässt erkennbar und bewusst Raum für die Realisierung des EEG-Modells. Die EE-Richtlinie muss von den Mitgliedsstaaten bis zum 27.10.2003 umgesetzt werden und ist verbindlich bezüglich Netzanschluss, Herkunftsnachweis und Vorrangabnahme von Strom aus erneuerbaren Energien. Obwohl sich die Förderbestimmungen der EE-Richtlinie auch auf Strom, der nur anteilig aus erneuerbaren Energien stammt, beziehen und der Biomassebegriff der EE-Richtlinie über den der BiomasseV hinausgeht, sind am EEG oder der BiomasseV keine Änderungen erforderlich, da die EE-Richtlinie es den Mitgliedstaaten überlässt, geeignete Förderinstrumente zu konzipieren. Umgekehrt besteht jedoch die Möglichkeit, das EEG und die BiomasseV an die weitergehende Terminologie der EE-Richtlinie anzupassen /6/.

Hygiene-VO. Am 1.11.2002 ist die EG-Verordnung mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte Nebenprodukte (Hygiene-VO) in Kraft getreten. Sie ist 6 Monate nach diesem Datum anzuwenden und gilt in allen Mitgliedsstaaten unmittelbar (einschließlich Änderung vom 12.05.2003). In der Verordnung werden Regelungen für den Umgang und die Behandlung von jeglichem Material tierischen Ursprungs getroffen, um



Gefährdungen von Menschen und Tieren auszuschließen. Diese Regelungen sind für die Errichtung und den Betrieb von Biogasanlagen von Bedeutung. So werden unter anderem Vorgaben für die Zulassung von Biogasanlagen definiert, in denen tierisches Material verarbeitet werden darf und auf welchen Flächen das Gärsubstrat ausgebracht werden darf /7/, /8/.

2 Methodik

Die Vorgehensweise des Monitorings zur BiomasseV ist in Abb. 1 dargestellt. Nach Festlegung des Untersuchungsrahmens (Biomassefraktionen siehe Abschnitt 3.1) wurden für eine fundierte Datenbasis zunächst umfangreiche Primär- und Sekundärdatenerhebungen durchgeführt. Für die Ableitung von Entwicklungstendenzen im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse und zur Einschätzung der Wirksamkeit der BiomasseV wurden folgende Ebenen betrachtet:

1. Welche Potenziale stehen zur Verfügung und welche Anlagenkapazitäten wurden / werden errichtet (Stoffströme)?
2. Wie ist die Qualität der erreichten Biomassenutzung zu bewerten?
3. Welche Auswirkungen haben angrenzende Gesetze / Verordnungen auf die energetische Biomassenutzung?

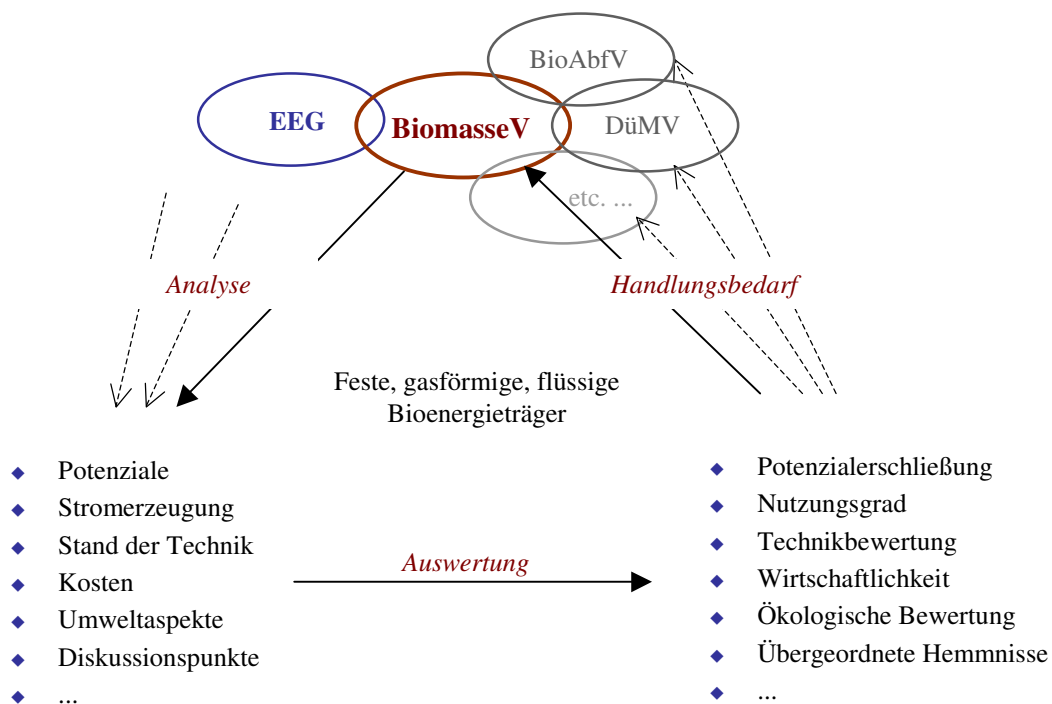


Abb. 1: Vorgehensweise des Monitorings der BiomasseV

Bei der **Primärdatenerhebung** wurden v. a. (künftige) Anlagenplaner und -betreiber hinsichtlich anlagenbezogener Daten befragt. Mit der **Sekundärdatenerhebung** wurden u. a. vorhandene Daten der Entsorgungswirtschaft, Dokumentationen für die Vergabe von Fördermitteln und Angaben zur immissionsschutzrechtlichen Genehmigung genutzt. Für die



Erhebung und Auswertung der Daten, die v. a. Informationen zu Biomassepotenzialen und deren Nutzung (Anlagenanzahl, installierte elektrische Leistung, Stromerzeugung, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte etc.) liefern, wurden z. T. eigene Methodiken erarbeitet. Doch die Wirksamkeit der BiomasseV lässt sich nicht allein durch die Zunahme der Stromerzeugung beurteilen. Während des gesamten Monitoringprozesses wurden von verschiedenen Seiten (Fachverbände, Interessenvertretungen, Anlagenplaner und -betreiber, Genehmigungsbehörden etc.) technische und nicht-technische **Diskussionspunkte**, die sich bei der Umsetzung der BiomasseV ergeben (haben), aufgenommen (Tabelle 2). So gibt es eine Reihe rechtlich-administrativer Hemmnisse, die nicht die BiomasseV selbst, sondern angrenzende Rechtsvorschriften (besonders im Biogasbereich) betreffen. Letztendlich lässt sich aus den erhobenen Daten und Diskussionspunkten (z. B. durch Abgleich von Brennstoffpotenzialen und deren Nutzung) der **Handlungsbedarf** (offene Fragen) für eine weitergehende energetische Biomassenutzung ableiten.

Tabelle 2: Genutzte Datenquellen

Primärdaten	Sekundärdaten	Diskussionspunkte
➤ Anlagenplaner und -betreiber	➤ Daten der Entsorgungswirtschaft	➤ Anlagenplaner und -betreiber
➤ Anlagen(komponenten)-hersteller	➤ Förderstellen des Bundes und der Länder	➤ Genehmigungsbehörden
➤ Genehmigungsbehörden	➤ Angaben zur immissionsschutzrechtlichen Genehmigung	➤ Fachverbände
➤ ...	➤ Newsletter	➤ Interessenvertretungen
	➤ Fachliteratur	➤ ...
	➤ ...	



3 Potenziale

Biomasse ist ein sehr umfassender Begriff, so dass zunächst eine Abgrenzung der untersuchten Biomassefraktionen erfolgt. Für diese Biomassefraktionen werden anschließend die technischen Brennstoffpotenziale und daraus resultierenden Stromerzeugungspotenziale dargestellt. Die auf diese Weise ermittelten Potenziale fokussieren damit auf die unter den gegenwärtigen Randbedingungen für die Stromerzeugung bedeutsamen Biomassen und Bioenergieträger¹. Vor dem Hintergrund aktueller Diskussionen werden auch einige stoffliche Grenz- und Zweifelsfälle bezüglich ihrer Brennstoffpotenziale und deren aktuellen Nutzung betrachtet.

3.1 Biomasse im Sinne der BiomasseV

Biomasse im Sinne der BiomasseV sind Energieträger aus Phyto- und Zoomasse, daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte sowie Rückstände und Abfälle (allgemeine Definition, § 2 Abs. 1). Damit wird (aus klimapolitischem Interesse) ein möglichst breites Spektrum der potenziellen Energieträger aus Biomasse erfasst. Da durch die Verordnung jedoch sinnvoll stofflich verwertbare Substanzen nicht durch (nur) energetische Nutzung dem Markt der stofflichen Verwertung entzogen und die Entsorgung kontaminierter Abfallfraktionen nicht begünstigt werden sollen, wird die allgemeine Definition durch spezielle Bestimmungen ergänzt. Danach sind bestimmte Stoffe als Biomasse anzuerkennen, auch wenn hier ein (unvermeidlicher) Fremdstoffgehalt vorliegen kann, der sich auf den Energieinhalt der Gesamtmasse in gewissem Umfang auswirkt (§ 2 Abs. 3) (Tabelle 3). § 3 der BiomasseV schließt dagegen einige theoretisch als Biomasse in Betracht kommende Stoffgruppen aus umwelt- und energiepolitischen Gründen aus dem Bereich der Biomasse im Sinne des EEG aus /6/ (Tabelle 3). Deponie- und Klärgas sind aus der BiomasseV ausgenommen, werden aber nach EEG (zu geringeren Vergütungssätzen als Biomasse) vergütet.

¹ Weitergehende Potenzialanalysen in Hinblick auf übergeordnete Strategien zur Biomassennutzung in Deutschland wurden parallel in dem Vorhaben *Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse* ermittelt, das vom BMU im Rahmen des Zukunfts-Investitions-Programms (ZIP) gefördert und vom Forschungsträger FZ Jülich unter der Vorhaben-Nr. 0327575 betreut wird.



Tabelle 3: Anerkannte und nicht anerkannte Biomasse im Sinne der BiomasseV

Anerkannte Biomasse (§ 2 BiomasseV)	Nicht anerkannte Biomasse (§ 3 BiomasseV)
➤ Pflanzen- und Pflanzenbestandteile ➤ aus Pflanzen und Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger ➤ Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft ➤ Bioabfälle ➤ aus Biomasse durch Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas ➤ aus Biomasse erzeugte Alkohole ➤ Altholz ➤ Pflanzenölmethylester ➤ Treibsel aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung ➤ durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas	➤ fossile Brennstoffe ➤ Torf ➤ gemischte Siedlungsabfälle ➤ Altholz mit einem - PCB/PCT Gehalt > 0,005 Gewichtsprozent - Quecksilbergehalt > 0,0001 Gewichtsprozent ➤ Papier, Pappe, Karton ➤ Klärschlamm ➤ Hafenschlick und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente ➤ Textilien ➤ Tierkörper, Tierkörperteile und Erzeugnisse, die nach dem Tierkörperbeseitigungsgesetz in Tierkörperbeseitigungsanstalten zu beseitigen sind und Stoffe, die aus deren Beseitigung entstanden sind ➤ Deponiegas ➤ Klärgas

3.2 Begriffsbestimmungen Potenziale

Bei den Energiepotenzialen der einzelnen Bioenergieträger kann zwischen theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und erschließbaren Potenzialen unterschieden werden /9/.

- Das **theoretische Potenzial** regenerativer Energien ergibt sich aus dem physikalischen Angebot der erneuerbaren Energiequellen (sämtliche Phyto- und Zoomasse) und stellt damit eine theoretische Obergrenze des verfügbaren Energieangebots dar. Wegen grundsätzlich unüberwindbarer technischer, ökologischer, struktureller und administrativer Schranken kann es zumeist nur zu sehr geringen Anteilen erschlossen werden und ist deshalb zur Beurteilung der tatsächlichen Nutzbarkeit des erneuerbaren Energieangebots i. Allg. nicht relevant.
- Das **technische Potenzial** beschreibt demgegenüber den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Möglichkeiten nutzbar ist. Im Einzelnen werden bei der Berechnung die verfügbaren Nutzungstechniken, ihre Wirkungsgrade, die Verfügbarkeit von Standorten auch im Hinblick auf konkurrierende



Nutzungen sowie "unüberwindbare" strukturelle, ökologische (z. B. Naturschutzgebiete) und weitere nicht-technische Beschränkungen berücksichtigt.

- Unter dem **wirtschaftlichen Potenzial** einer Option zur Nutzung regenerativer Energien wird der Anteil des technischen Potenzials verstanden, der im Kontext der gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich genutzt werden kann. Um die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit des betrachteten regenerativen Energieträgers bzw. -systems beurteilen zu können, sind die innerhalb der jeweiligen Einsatzbereiche konkurrierenden anderen Energiebereitstellungssysteme zu definieren. Das wirtschaftliche Potenzial zur Nutzung regenerativer Energien wird damit sowohl von den konventionellen Energiesystemen als auch den Energieträgerpreisen beeinflusst.
- Das **erschließbare Potenzial** beschreibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag einer Option zur Nutzung regenerativer Energien. Es ist in der Regel zumindest zeitweise geringer als das wirtschaftliche Potenzial, da dieses i. Allg. nicht sofort und vollständig nur sehr langfristig (z. B. wegen begrenzter Herstellkapazitäten oder mangelnder Information) erschließbar ist. Das erschließbare Potenzial kann aber auch größer als das wirtschaftliche sein, wenn beispielsweise die betreffende Option zur Nutzung regenerativer Energien subventioniert wird (z. B. Markteinführungsprogramm).

Im Rahmen des Monitorings zur BiomasseV werden folgende Potenziale ermittelt:

- Das **technische Brennstoffpotenzial** beschreibt die (Bio-) Brennstoffe (z. B. Waldrestholzpotenzial, Biogaspotenzial), die technisch bereitgestellt werden können.
- Das **technische Stromerzeugungspotenzial** berücksichtigt die technischen und strukturellen Restriktionen, die sich ergeben, wenn die Energie für eine Nutzung bereitgestellt wird (z. B. Wirkungsgrad).

Bei der Potenzialermittlung wird grundsätzlich von Anlagenkonzepten bzw. technischen Systemen zur Nutzung von Biomasse ausgegangen, wie sie derzeit auf dem Markt verfügbar sind.

3.3 Technisches Brennstoffpotenzial

Das technische Brennstoffpotenzial lässt sich in halmgutartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle (u. a. Stroh- und Landschaftspflegematerial), holzartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle (u. a. Waldrestholz, Schwachholz, Altholz, Industrierestholz, Land-



schaftspflegeholz), sonstige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle (d. h. Exkremente und Ernterückstände, Abfälle aus Gewerbe und Industrie, organische Siedlungsabfälle) und Energiepflanzen unterscheiden.

Zunächst werden für die einzelnen Sortimente die **energetisch nutzbaren Mengen** (d. h. unter Berücksichtigung der stofflichen Nutzung, Aspekten des Stoffhaushaltes etc.) dargestellt. Bei der anschließenden Umrechnung dieser massenbezogenen Daten in Energieeinheiten ist zu berücksichtigen, dass zur Biomassenutzung grundsätzlich thermo-chemische, bio-chemische und physikalisch-chemische Umwandlungsprozesse zum Einsatz kommen können, die unterschiedliche Energiepotenziale nutzbar machen. So wird beispielsweise das technische Energieträgerpotenzial für thermo-chemische Umwandlungsprozesse (d. h. Verbrennung, Vergasung, Pyrolyse und Verkohlung) über die substratspezifischen Heizwerte berechnet, für bio-chemische Umwandlungsprozesse (z. B. Biogasgewinnung) über spezifische Gaserträge und einen mittleren Biogas-Heizwert. Für die physikalisch-chemische Umwandlung (d. h. Auspressen, Extraktion, Umesterung), die nur für ölhaltige Energiepflanzen (z. B. Raps) relevant ist, erfolgt eine entsprechende Einzelfallbetrachtung.

3.3.1 Holzartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle

Holzartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle können in Waldrest- und Durchforstungsholz, Landschaftspflegeholz, Altholz und Industrierestholz unterteilt werden.

3.3.1.1 Waldrest- und Durchforstungsholz sowie zusätzlich nutzbares Waldholz

Durchforstungsholz oder auch Schwachholz entsteht bei Durchforstungsmaßnahmen, die für die Produktion hochwertigen Stammholzes in Zyklen wiederkehrend durchgeführt werden müssen. Insbesondere bei Jungbeständen verbleibt das geschlagene Holz derzeit i. Allg. im Wald. Waldrestholz umfasst die Rückstände der Stammholzgewinnung, d. h. das gesamte als Schlagabraum im Wald verbleibende Holz wie Kronenmaterial, kurze Stammabschnitte, Reisholz, Sägespäne und Rinde. Zusätzlich nutzbares Waldholz fällt an, wenn das potenziell am Markt absetzbare Holz nur zu einem Teil genutzt wird.

Insgesamt war innerhalb Deutschlands im Jahr 2000 eine Fläche von ca. 10,7 Mio. ha bewaldet. Der Holzeinschlag lag in den letzten Jahren im Mittel bei etwa 38 Mio. m³/a. Durch



erhöhten Windbruch stieg er 1999/2000 auf knapp 50 Mio. m³ an. Werden nur die Flächen des Wirtschaftswaldes (d. h. ohne die Kernzonen der Nationalparks und der Biosphärenreservate) berücksichtigt, kann ein jährlicher Zuwachs an Rohholz in Höhe von etwa 57,4 Mio. m³ (41,0 Mio. t_{FM} bzw. 28,7 Mio. t_{atro}) angenommen werden. Wird davon ausgegangen, dass bei einem Brusthöhendurchmesser (BHD) größer 16 cm eine stoffliche Verwertung, darunter bis zu einer Aufarbeitungsgrenze von 8 cm eine energetische Verwertung erfolgt, beträgt das technische Brennstoffpotenzial an **Schwachholz** etwa **10 Mio. t_{FM}/a** und an **Waldrestholz** etwa **13,7 Mio. t_{FM}/a**. Von dem potenziell am Markt absetzbaren Holz werden derzeit im Mittel (d. h. Sturmereignisse und die daraus resultierenden Schwankungen auf den Märkten werden nicht berücksichtigt) nur etwa 70 % eingeschlagen. Daraus ergibt sich ein momentan **ungenutztes Potenzial** an vermarktbarem Holz, das energetisch genutzt werden könnte, von etwa 15 Mio. m³/a (**10,7 Mio. t_{FM}** bzw. 7,5 Mio. t_{atro}) /10/.

3.3.1.2 Landschaftspflegeholz

Landschaftspflegeholz beinhaltet das bei der Unterhaltung u. a. von Windschutzhecken, Ufergehölzen und Straßenrandhölzern anfallende Holz. Die entsprechenden technischen Potenziale liegen bei rund **0,46 Mio. t_{FM}/a** (d. h. Verkehrswegerandgehölze: 0,11 Mio. t_{FM}/a; Gewässerrandgehölze: 0,02 Mio. t_{FM}/a; Windschutzhecken: 0,33 Mio. t_{FM}/a). Ein zusätzlich energetisch nutzbares Biomasseaufkommen stammt aus den Rechenanlagen wasserbaulicher Einrichtungen (z. B. Wasserkraftwerke, Schleusen). Mengenabschätzungen ergeben ca. 0,04 Mio. t_{FM}/a /11/.

3.3.1.3 Altholz in der Abfallwirtschaft

Altholz besteht, in Anlehnung an die BiomasseV, aus Gebrauchtholz und Industrierestholz, das als Abfall anfällt. Gebrauchtholz (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffe oder Verbundstoffe mit überwiegendem Holzanteil) fällt dort an, wo Holz aus dem Nutzungsprozess ausscheidet, z. B. bei Baumaßnahmen (Gebäudeabbrüche, Neubauten, Renovierungen) und am Ende einer bestimmten stofflichen Nutzung (Altmöbel, Verpackungsmaterial).



Aufgrund der sehr unterschiedlichen Nutzungsgeschichte können im Altholz zum Teil nicht unerhebliche Schadstoffanteile enthalten sein. Altholz wird in folgenden drei Fällen nicht als Biomasse im Sinne des EEG anerkannt

- a) mit einem Gehalt an polychlorierten Biphenylen (PCB) oder polychlorierten Terphenylen (PCT) in Höhe von mehr als 0,005 Gewichtsprozent entsprechend der PCB/PCT-Abfallverordnung vom 26. Juni 2000,
- b) mit einem Quecksilbergehalt von mehr als 0,0001 Gewichtsprozent und
- c) wenn dessen energetische Nutzung als Abfall zur Verwertung aufgrund des Kreislaufwirtschafts- und Abfallrechts ausgeschlossen worden ist.

Technisches Altholzpotezial. Zur Ermittlung des technischen Altholzpotezials können die Abfallstatistiken der öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger (jährliche Erhebungsweise) sowie die bei den Statistischen Landesämtern erfassten Abfallmengen² (zweijährige Erhebungsweise) in Bezug auf Altholz ausgewertet werden. Dabei hat sich gezeigt, dass in den Statistiken unterschiedlich je nach Bundesland die Anlagen zur Verbrennung von Holz sowohl der Abfallbeseitigung als auch der Abfallbehandlung zugeordnet werden, was die Auswertung der Stoffströme erschwert. Ergänzend zu den Altholzmengen in der Abfallwirtschaft werden die Export- und Importmengen erfasst. Abb. 2 zeigt die einzelnen Stoffströme im Überblick. Die jeweiligen Holzmengen lassen sich direkt oder indirekt aus den einzelnen Abfallfraktionen (Gewerbeabfall, Sperrmüll etc.) ermitteln. Dabei wird ein aus der Literatur gemittelter prozentualer Holzanteil (Abb. 2, oben) angenommen, um die absoluten Holzmengen zu berechnen. Den vorhandenen Ergebnissen liegen u. a. aufgrund der nur zweijährigen Erhebungsweise bei den Statistischen Landesämtern Daten von 1998/99 zugrunde. An der grundsätzlichen Aussage dürfte sich jedoch kaum etwas geändert haben.

² Statistik: a) Art und Menge der in Entsorgungsanlagen eingesetzten/abgelagerten/behandelten ausgewählten Abfälle (Anlage 1)

b) Anlagen zur Aufbereitung von Bauabfällen und in den Anlagen gewonnene Erzeugnisse und Stoffe (Anlage 2)

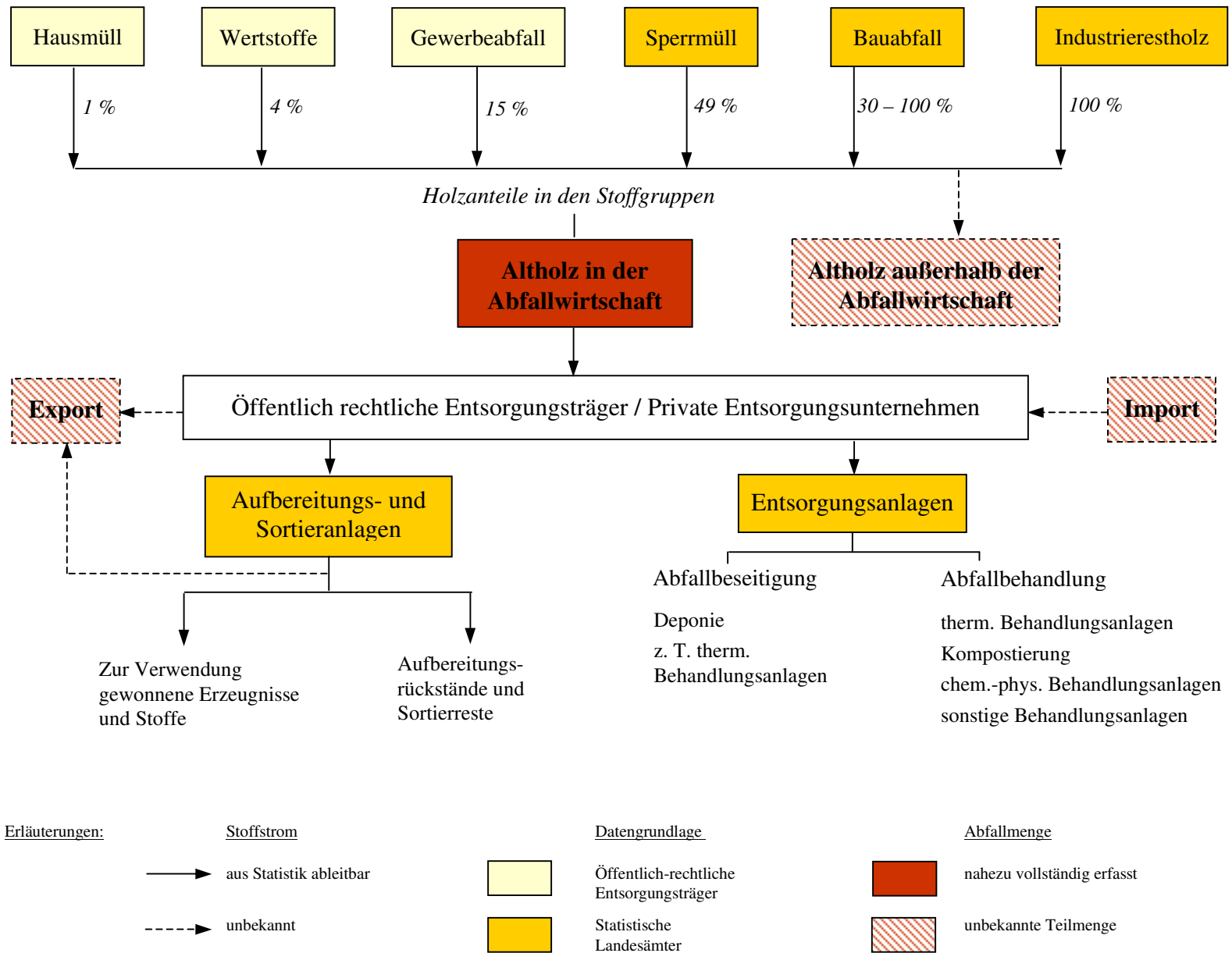


Abb. 2: Stoffstromdiagramm für Altholz auf Grundlage der Statistischen Erhebungen der Länder (Öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger und Statistische Landesämter)



Das technische Altholzpотенzial der einzelnen Bundesländer zeigt Abb. 3. Für Deutschland ergibt sich insgesamt ein Potenzial von knapp 8 Mio. t_{FM}/a (im Jahr 1999). Die z. T. sehr deutlichen Unterschiede zwischen den Bundesländern sind größtenteils in der Bevölkerungsdichte begründet. Beim spezifischen Aufkommen ist hier noch ein deutlicher Unterschied zwischen den alten (70 bis 90 kg pro Einwohner und Jahr) und den neuen Bundesländern (120 bis 160 kg/(E·a)) zu verzeichnen, dessen Ursache v. a. im Bauaufkommen begründet liegt. Bezogen auf das gesamte Bundesgebiet beträgt das spezifische Altholzaufkommen 97 kg/(E·a). Geht man davon aus, dass die Bautätigkeit in den neuen Bundesländern bereits zurückgegangen ist und geringfügig noch weiter zurückgehen wird, so dürfte sich langfristig für Deutschland das spezifische Altholzaufkommen bei ca. 85 - 90 kg/(E·a) einstellen.

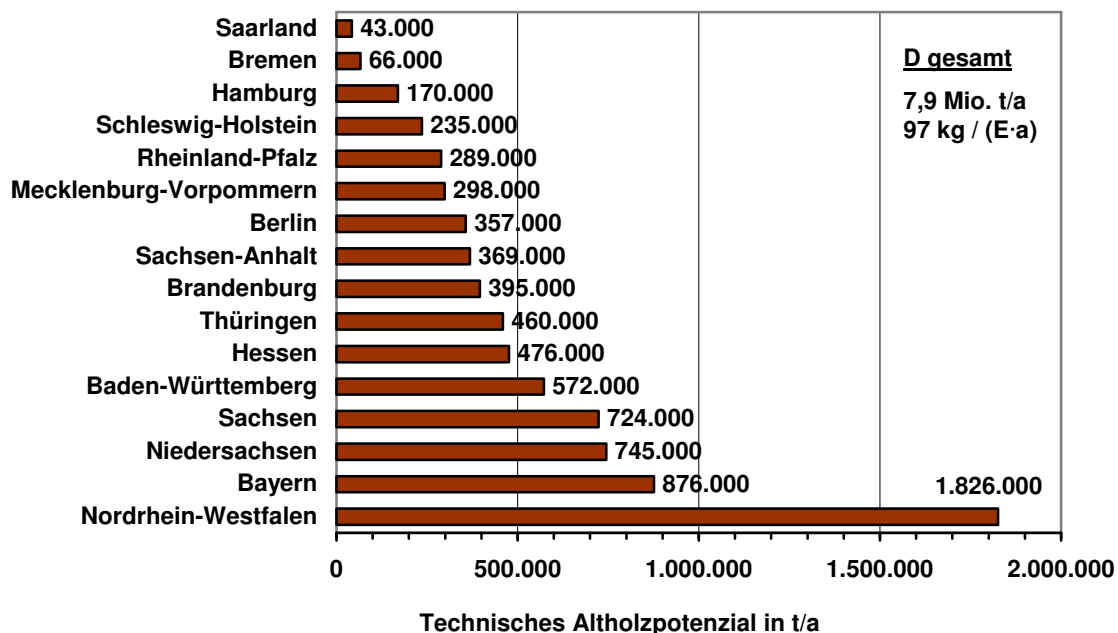


Abb. 3: Technisches Altholzpотенzial in der Abfallwirtschaft (Datengrundlage: Öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger, 1999 und Statistische Landesämter, 1998)

Die Auswertung der Statistiken ergibt die in Abb. 4 dargestellte Verteilung des Altholzes nach Stoffgruppen. Die größten Anteile am Aufkommen hat demnach Altholz aus Gewerbeabfall (ca. 2,8 Mio. t_{FM}/a) und Bauabfall (ca. 2,5 Mio. t_{FM}/a), gefolgt von Sperrmüll, Industrierestholz und Wertstoffen. Altholz aus Hausmüll ist mengenmäßig zu vernachlässigen. Dabei ist zu beachten, dass das Holz in den jeweiligen Stoffgruppen mit sehr unterschiedlichem Aufwand erschließbar ist. Beispielsweise lässt sich der Holzanteil im Hausmüll nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand getrennt erfassen.

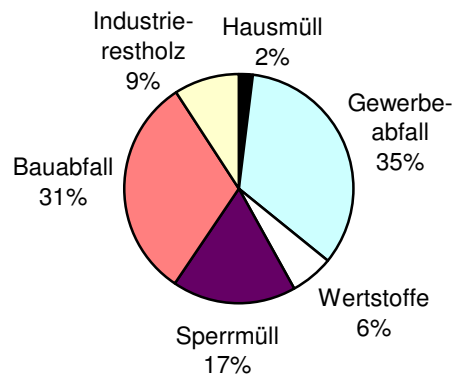


Abb. 4: Technisches Altholzpotezial, aufgeschlüsselt nach Stoffgruppen (Datengrundlage: Öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger, 1999 und Statistische Landesämter, 1998)

Unter Berücksichtigung der stofflichen Altholznutzung in der Spanplattenindustrie (1,3 Mio. $t_{\text{atro/a}}$) /13/ dürften für eine energetische Verwertung etwa **6,0 Mio. $t_{\text{FM/a}}$** zur Verfügung stehen. Eine Differenzierung dieser Menge nach Altholzklassen ist nicht eindeutig möglich.

Deponierte Altholzmengen. Anhand der Statistiken ist auch die auf Deponien abgelagerte Altholzmenge nachzuweisen. Demnach wurden in Deutschland etwa **2,8 Mio. t/a** Altholz deponiert (1998/99). Am 01.03.2003 ist die Altholzverordnung (AltholzV) in Kraft getreten, die die Verwertung fast aller Altholzsortimente verbindlich vorschreibt /14/. Das bedeutet auch, dass die Deponierung von Altholz nicht mehr zulässig sein wird. Die AltholzV greift hier der TA Siedlungsabfall (TASi) hinsichtlich deren Übergangsfristen für die Deponierung von unbehandeltem Abfall vor. Es ist davon auszugehen, dass durch die AltholzV (und TASi) zumindest eine Teilmenge des zuvor abgelagerten Altholzes auf dem Markt verfügbar sein wird.

Altholz aus Import und Export. In Tabelle 4 sind die internationalen Import- und Exportmengen nach Bundesländern aufgeführt. Die tatsächlichen Import- und Exportmengen an Altholz können nur schwer erfasst werden. Zudem liegen dieser Auswertung u. a. aufgrund der statistischen Erhebungsweise Daten von 1999, also vor Inkrafttreten der BiomasseV, zugrunde. Damit können die dargestellten Mengen nur eine Momentaufnahme sein. Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen beträgt der Altholz**import** etwa **0,08 Mio. $t_{\text{FM/a}}$** und der **Export** etwa **0,52 Mio. $t_{\text{FM/a}}$** .



Tabelle 4: Import / Export Statistik Altholz 1999 /15/

Bundesland	Import in t/a	Export in t/a
Baden-Württemberg	11 000	189 500
Bayern	3 800	161 000
Berlin	-	-
Brandenburg	3 700	5 000
Bremen	300	17 300
Hamburg	-	200
Hessen	-	16 000
Mecklenburg-Vorpommern	-	5 300
Niedersachsen	8 700	9 400
Nordrhein-Westfalen	41 000	3 000
Rheinland-Pfalz	9 700	42 300
Saarland	3 400	600
Sachsen	-	21 400
Sachsen-Anhalt	-	1 000
Schleswig-Holstein	-	47 600
Thüringen	-	-
Summe	81 600	519 600

- keine notifizierungspflichtigen Mengen

Statistisch erhoben und eindeutig identifizierbar sind nach dem Abfallverbringungsgesetz (Gesetz über die Überwachung und Kontrolle der grenzüberschreitenden Verbringung von Abfällen - AbfVerbrG) nur die notifizierungspflichtigen Import-, Transit- und Exportmengen. Nach einer EU-weiten Absprache werden alle Abfälle (also auch Althölzer) als Abfall in diesem Sinne deklariert, die zu Entsorgungs- und Aufbereitungsanlagen gebracht werden. Bereitet man Holzsortimente vor dem Export soweit auf, dass sie als Rohstoff handelbar sind (z. B. für die Spanplattenindustrie in Italien), werden diese Mengen ab einem bestimmten Handelsvolumen in der Außenhandelsstatistik geführt. Beim Altholz werden die Mengen jedoch meist unterschritten, so dass eine vollständige Erhebung nicht möglich ist.

Abb. 5 zeigt, bezogen auf Deutschland, Import- und Exportländer für Altholz. Demnach kommt über die Hälfte der Altholzimporte aus den Niederlanden. Fast dreiviertel der Altholzxporte geht nach Italien (zur überwiegend stofflichen Nutzung).

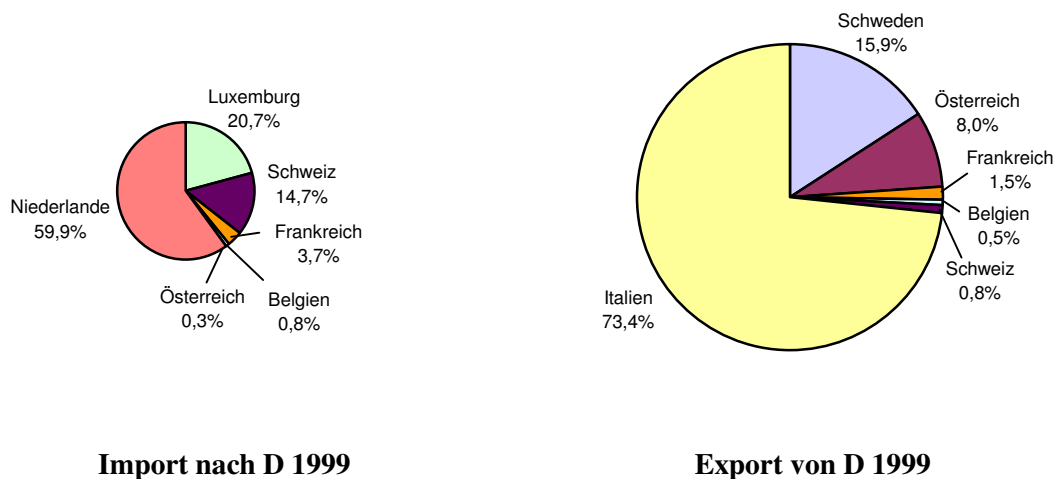


Abb. 5: Importländer und Exportländer für Altholz, bezogen auf Deutschland /15/

3.3.1.4 Industrierestholz außerhalb der Abfallwirtschaft

Unter Industrierestholz werden alle Hölzer verstanden, die im Rahmen der Holzaufbereitung, der Produktion von Holzwerkstoffen und Holzprodukten sowie bei der Holzverarbeitung als Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle anfallen. Diese Hölzer werden hauptsächlich direkt vor Ort stofflich oder energetisch verwertet bzw. an weiterverarbeitende Betriebe abgegeben. Ein Teil des Industrierestholzes fällt über Verwertungs- und Entsorgungswege auch als Altholz an (siehe Abschnitt 3.3.1.3). Diese Mengen werden ggf. doppelt berücksichtigt, aufgrund ihrer Geringfügigkeit im weiteren jedoch vernachlässigt.

In den **Sägewerken** liegt das Restholzaufkommen bei etwa 8 Mio. m³ bzw. 5,7 Mio. t_{FM}/a /12/. Es setzt sich aus Schwarten und Spreißeln (ca. 35 %), Hackschnitzeln (ca. 30 %) und Säge-/ Hobelspänen (ca. 30 %) und Abschnitten/Stückholz (ca. 5 %) zusammen. Der größere Teil dieser Rückstände wird in der Papier- und Zellstoffindustrie sowie Holzwerkstoffindustrie stofflich genutzt. Deshalb dürften nur etwa **2,2 Mio. t_{FM}/a** energetisch nutzbar sein.

In der **Holzwerkstoffindustrie** lässt sich der Anfall an Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen auf Basis des Produktionsumfanges bestimmen. Danach fallen in der Spanplattenindustrie etwa 0,95 Mio. t_{FM}/a, in der Faserplattenindustrie etwa 0,45 Mio. t_{FM}/a und in den Bereichen OSB³, Tischler- und Furnierplatten etwa 0,14 Mio. t_{FM}/a an. Ein Teil davon wird

³ Oriented Strand Board: OSB-Platten sind aus langen, schlanken, ausgerichteten Spänen bzw. Strands zusammengesetzt.



wieder unmittelbar in den technologischen Prozess einbezogen, so dass nur etwa knapp 60 % bzw. **0,9 Mio. t_{FM}/a** für energetische Zwecke nutzbar sind /11/.

Bei der Weiterverarbeitung von Produkten der Holzwerkstoffindustrie in der **Bau-, Holz- und Möbelindustrie** fallen etwa 10 bis 20 % Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle an. Das sind **1,7 bis 3,4 Mio. t_{FM}/a** Industrierestholz, wovon mindestens 0,8 Mio. t_{FM}/a energetisch nutzbar sind /11/.

In der **Papier- und Zellstoffindustrie** werden jährlich etwa 4 Mio. m³ Rohholz eingesetzt. Von den dabei entstehenden Rückständen (v. a. Rinden) sind etwa **0,1 Mio. t_{FM}/a** energetisch nutzbar. Die bei der Papier- und Pappeherstellung anfallenden Schwarzlaugen und Faserschlämme werden bereits verbreitet zur Deckung der innerbetrieblichen Energienachfrage genutzt. Da es hier an einer speziellen Regelung in der BiomasseV hinsichtlich der Anerkennung als Biomasse fehlt, erfolgt eine gesonderte Betrachtung der Potenziale in Abschnitt 3.5.2.

3.3.2 Halmgutartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle

Zu halmgutartiger Biomasse zählen u. a. Stroh, Landschaftspflegematerial, Grasschnitt, der auf Dauergrünland anfällt und Straßengrasschnitt.

3.3.2.1 Stroh

Die bedeutendste strohliefernde Kulturart in Deutschland ist **Getreide** mit einer Anbaufläche von ca. 7 Mio. ha (im Jahr 2000; etwa 59 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche). Die Gesamtmenge des anfallenden Strohs (Getreide und Mais), errechnet auf Basis der Getreideerträge 2000 (Korn-Stroh-Verhältnis), beträgt rund 43 Mio. t/a. Nach Abzug des Strohbedarfs für stoffliche Nutzung (Gärtnereien, Pferdehaltung u. ä.) stehen etwa 20 % (**8,1 Mio. t_{FM}/a**) des Gesamtstrohaufkommens für energetische Zwecke zur Verfügung.

Nach dem Getreide zählt Raps zu den am meisten verbreiteten Kulturen mit Strohaufkommen. Auf der derzeitigen Raps- und Rübsenanbaufläche von ca. 1,1 Mio. ha fallen rund 6,2 Mio. t/a Rapsstroh an. In dieser Menge sind jedoch vom Mähdrescher zerkleinerte Fruchtstängel und Schoten enthalten, so dass der technisch gewinnbare Anteil nur bei etwa 50 bis 85 % der Strohmasse liegt. Unter Berücksichtigung der Erhaltung des



Humuskreislaufs und des hohen Vorfruchtwerts (eine konkurrierende stoffliche Nutzung ist bisher nicht bekannt) sind etwa **1,2 Mio. t_{FM}/a** Ölsaatenstroh energetisch nutzbar.

Energetisch nutzbares Stroh fällt des Weiteren u. a. beim Anbau von Körnerleguminosen an. Das Potenzial des sonstigen Strohanfalls beträgt rund **0,038 Mio. t_{FM}/a**.

Ausgehend von den Kornerträgen des Jahres 2000 sowie dem mittleren Korn-Stroh-Verhältnis der berücksichtigten Kulturarten (bei Getreidestroh gewichtet) kann das energetisch nutzbare Potenzial mit insgesamt ca. **9,3 Mio. t_{FM}/a** bzw. 7,4 Mio. t oTS/a abgeschätzt werden /11/.

3.3.2.2 Grasschnitt

In Deutschland sind etwa 5,3 Mio. ha an Dauergrünland, Wiesen und Weiden vorhanden; davon sind etwa 4,1 Mio. ha Wiesen und Mähweiden. Wird unterstellt, dass etwa 8 bis 12 % der gesamten Wiesen- und Mähweidenflächen für eine energetische Nutzung verfügbar sind, beträgt bei einem mittleren Ertrag von 8 t_{FM}/(ha·a) das verfügbare Potenzial 2,6 bis **3,9 Mio. t_{FM}/a**. Bei einem durchschnittlichen oTS-Gehalt von ca. 68 % entspricht dies 1,8 bis 2,7 Mio. t oTS /a /11/.

3.3.2.3 Landschaftspflegematerial

Das Landschaftspflegematerial umfasst organische Rückstände aus der Pflege von öffentlichen Grünflächen (Friedhöfe, Straßenrandpflege etc.) und der Landschaftspflege (ehemalige landwirtschaftliche Nutzflächen, die kommerziell nicht mehr genutzt, aus Gründen des Landschafts- und Umweltschutzes jedoch nach entsprechenden naturschutzfachlichen Vorgaben gepflegt werden). Die Ermittlung der anfallenden Mengen erfolgt auf Basis der in Anspruch genommenen Flächen/Straßenlängen und dem mittleren spezifischen Biomasseaufkommen. Wird ausgehend von dem damit abschätzbaren Gesamtaufkommen unterstellt, dass etwa ein bis zwei Drittel als Potenzial für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen (bei den Landschaftspflegeflächen nur 25 bis 50 %), beträgt das verfügbare Aufkommen **0,9 bis 1,8 Mio. t_{FM}/a** bzw. 0,5 bis 0,9 Mio. t oTS/a /11/.



3.3.3 Sonstige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle

Sämtliche nicht halmgut- oder holzartigen organischen Stoffströme werden als sonstige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle berücksichtigt. Dazu gehören Exkreme, sonstige Ernterrückstände, Abfälle aus Gewerbe und Industrie sowie organische Siedlungsabfälle.

3.3.3.1 Exkreme und Einstreu aus der Nutztierhaltung

Teile des Aufkommens an tierischen Exkrementen sind aufgrund einer Vielzahl unterschiedlichster Restriktionen technisch nicht nutzbar. Bei bestimmten Nutztierarten ist eine Verfügbarmachung ausgeschlossen, beispielsweise bei den tierischen Exkrementen der in Deutschland gehaltenen Schafe und Pferde sowie Gänse und Enten. Zudem kann das zwar technisch gewinnbare, aber z. T. saisonal anfallende Exkrementeaufkommen der verbleibenden Nutztierarten u. a. durch Weidehaltung nur eingeschränkt genutzt werden.

Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen lässt sich aus dem derzeit vorhandenen Tierbestand eine nutzbare Exkrementenmenge von etwa 159 Mio. t/a ermitteln. Ein Teil der Exkremente fällt als Festmist an, so dass der Gesamteinstreubedarf für die Nutztierhaltung in Deutschland von etwa 3,3 Mio. t/a Stroh noch zusätzlich berücksichtigt werden muss. Damit ergibt sich insgesamt ein technisches Potenzial von etwa **162 Mio. t_{FM}/a** bzw. 15,5 Mio. t oTS/a. An diesem Potenzial ist die Rinderhaltung mit etwa 82 %, die Schweinehaltung mit etwa 13 % und die Hühnerhaltung mit etwa 5 % beteiligt /11/.

3.3.3.2 Sonstige Ernterrückstände aus der Landwirtschaft

Unter sonstigen Ernterrückständen aus der Landwirtschaft werden alle aus der Pflanzenproduktion resultierenden Stoffe verstanden, die als Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle anfallen und weder halmgutartiger noch holzartiger Natur sind. Die Potenziale werden auf Basis der Erntemengen, der einzelnen Korn-Stroh-Verhältnisse bzw. der Frucht-Reststoff-Verhältnisse ermittelt (Tabelle 5). Das Gesamtenergiepotenzial der Ernterrückstände aus der Landwirtschaft liegt demnach bei **6,9 bis 13,8 Mio. t_{FM}/a** bzw. 0,8 bis 1,6 Mio. t oTS/a /11/.



Tabelle 5: Technisches Potenzial von Ernterückständen auf Basis des Jahres 2000 /11/

Rückstandsart	Anbaufläche	Frucht : Rest- stoff-Verhältnis	Anfallende Menge	Energetisch nutzbare Menge	
	Mio. ha			Mio. t _{FM} /a	Mio. t oTS/a
Rübenblatt	0,46	1 : 0,8	23	5,8 – 11,5	0,6 – 1,1
Kartoffelkraut	0,30	1 : 0,4	4,4	0,75 – 1,5	0,15 – 0,29
Gemüse- und Zierpflanzenproduktion	0,10		1,4	0,13 – 0,26	0,01 – 0,03
Hopfenanbau	0,02		0,75	0,25 – 0,5	0,05 – 0,1
Summe	0,88			6,9 – 13,8	0,8 – 1,6

3.3.3.3 Abfälle aus Gewerbe und Industrie

Abfälle organischer Herkunft fallen in den verschiedensten Bereichen der Lebensmittel-, der chemischen und pharmazeutischen Industrie sowie im Gewerbe an. Die Abschätzungen beschränken sich dabei auf solche Gewerbe- und Industriebereiche, bei denen ein nennenswerter Beitrag erwartet werden kann. Das sind die Wirtschaftszweige Bierherstellung, Produktion und Verarbeitung von Früchten, Weinkeltereien, Brennereien, Milchprodukt-herstellung, Schlachthöfe und Fleischverarbeitung sowie Zuckerindustrie. Danach kann insgesamt von einem Energiepotenzial aus Abfällen aus Gewerbe und Industrie von etwa **3,1 bis 4,7 Mio. t_{FM}/a** bzw. 0,6 bis 1,0 Mio. t oTS/a ausgegangen werden /11/.

3.3.3.4 Organische Siedlungsabfälle

Organische Abfälle aus privaten Haushalten und Kommunen können im Rahmen der Kreislaufwirtschaft kompostiert, verbrannt und vergärt werden. Im Folgenden wird von einem mittleren Bioabfallaufkommen von etwa 100 kg/(EW·a) (d. h. 8,2 Mio. t/a) ausgegangen. Stehen davon etwa 90 % für eine energetische Nutzung im Anaerobverfahren zur Verfügung, ergeben sich ca. 7,4 Mio. t/a organische Abfälle. Dazu kommen etwa 0,2 bis 0,3 Mio. t/a an organischen Abfällen aus Wochen- und Großmärkten, wenn zu deren energetischen Nutzung ein Anteil von etwa 50 % als verfügbar unterstellt wird. Damit ergibt sich insgesamt ein energetisch nutzbares Potenzial von etwa **7,6 Mio. t_{FM}/a** bzw. 1,5 Mio. t oTS/a /11/.



3.3.4 Energiepflanzen

Unter dem Begriff Energiepflanzen werden ein- oder mehrjährige Kulturen verstanden, die auf landwirtschaftlichen Nutzflächen zur ausschließlichen energetischen Verwertung angebaut werden. Die erzeugte Biomasse kann als Festbrennstoff, als flüssiger Energieträger oder als Kosubstrat zur Biogasgewinnung eingesetzt werden.

Die landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland wird primär zur Nahrungsmittelproduktion genutzt. Die letztlich verbleibende Fläche, die für eine Energieproduktion zur Verfügung steht, ist direkt vom Flächenbedarf für die Nahrungsmittelerzeugung und anderer konkurrierender Flächennutzungsansprüche abhängig. Als Folge der Überproduktion werden innerhalb der EU bereits seit einigen Jahren Maßnahmen durchgeführt, um der Nahrungsmittelproduktion landwirtschaftliche Fläche zu entziehen. Daraus lässt sich perspektivisch für Deutschland eine Stilllegungsfläche von ca. 2 Mio. ha⁴, die dem Energiepflanzenanbau zur Verfügung stehen könnte, ableiten [11].

Nachfolgend werden die technischen Energiepotenziale jeweils separat für den Anbau von Pflanzen zur Ölgewinnung (Raps), Ethanolgewinnung (Weizen, Zuckerrüben), Festbrennstoffnutzung (Getreideganzpflanzen, Miscanthus und Kurzumtriebsplantagen sowie Biogasgewinnung (Zwei-Kulturen-System) für die unterstellten 2 Mio. ha ermittelt. Da die Fläche jedoch nur einmal genutzt werden kann, wird es in der Praxis zu einem Anbaumix kommen.

3.3.4.1 Pflanzenölgewinnung

Das Energieaufkommen durch den Anbau von Winter- bzw. Sommerraps ergibt sich aus dem Energieinhalt des Pflanzenöls, des nach der Ölextraktion zurückbleibenden Schrots bzw. des nach der Pressung verbleibenden Presskuchens und Rapsstrohs. Zur Potenzialermittlung wird der Anbau von Winterraps unterstellt, welcher gegenüber Sommerraps deutlich höhere spezifische Erträge aufweist. Dabei wird von einem Ertrag von 3,5 t Rapssaat/ha, einer Ausbeute von 0,41 t Rapsöl und 0,59 t Schrot je t Rapssaat sowie einem Heizwert von 35,8 MJ/kg für Pflanzenöl und 15,8 MJ/kg für Schrot (Wassergehalt 15 %) ausgegangen. Das

⁴ Eine vergleichbare Größenordnung an verfügbaren Stilllegungsflächen für den Anbau von Energiepflanzen für das Bezugsjahr 2010 wurde auch im Vorhaben *Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse* ermittelt, das vom BMU im Rahmen des Zukunfts-Investitions-Programms (ZIP) gefördert und vom Forschungsträger FZ Jülich unter der Vorhaben-Nr. 0327575 betreut wird.



Strohaufkommen wird auf Basis eines Korn-Stroh-Verhältnisses von 1:1,7, einer Bergequote von 75 % und einem Heizwert von 14,0 MJ/kg (Wassergehalt 15 %) ermittelt. Damit ergibt sich (bei einer Anbaufläche von 2 Mio. ha) ein jährliches Energiepotenzial von etwa 15,9 Mio. t_{FM}/a bzw. 292 PJ/a (**Öl 103 PJ/a, Schrot 65 PJ/a und Stroh 125 PJ/a**) /11/.

3.3.4.2 Bioethanolgewinnung

Bioethanol kann aus Zucker- und Stärkepflanzen wie Weizen oder Zuckerrüben gewonnen werden. Das Energieaufkommen durch den Anbau dieser Energiepflanzen ergibt sich aus dem Energieinhalt des gewinnbaren Bioethanols und dem Energieinhalt der anfallenden Rückstände (d. h. Weizenstroh als Festbrennstoff, Rübenblätter und Schlempe als Biogas-substrat).

Für Ethanol aus **Weizen** beträgt das Energiepotenzial bei einer Anbaufläche von 2 Mio. ha etwa 5,9 Mio. m^3/a Ethanol und 12,0 Mio. t_{FM}/a Stroh bzw. 285 PJ/a (**Ethanol 120 PJ/a und Stroh 165 PJ/a**). Dabei wird von einem durchschnittlichen Kornertrag von 7,5 t/ha, einer Ethanolausbeute von 0,039 m^3/t Weizenkorn sowie einem Korn-Stroh-Verhältnis von 1:0,8 ausgegangen. Es wird unterstellt, dass die Schlempe nicht vergoren wird.

Bei der Ethanolgewinnung aus **Zuckerrüben** wird von einem Rübenertag von 61,7 t/ha, einer Ethanolausbeute von 0,097 m^3/t Rüben sowie dem Einsatz der Rückstände zur Biogasgewinnung (Rübenblatt, Abwasser und Rübenschnitzel mit einem Biogaspotenzial von 47,3 GJ/ha) ausgegangen. Damit ergibt sich bei einer Anbaufläche von 2 Mio. ha ein Energiepotenzial von etwa 12 Mio. m^3/a bzw. **252 PJ/a Ethanol und 95 PJ/a Rückstände** /16/.

3.3.4.3 Festbrennstoffgewinnung

Die Bandbreite der Energiepotenziale des Energiepflanzenanbaus auf Basis fester Biomassen ist in Tabelle 6 dargestellt. Da ein Mischanbau wahrscheinlich ist, kann von einem Energieträgerpotenzial von rund 20 bis 21 Mio. t_{TM}/a bzw. etwa **365 PJ/a** bei der Festbrennstoffgewinnung ausgegangen werden /11/.



Tabelle 6: Energieträgerpotenziale bei Anbau verschiedener Energiepflanzen auf 2 Mio. ha zur Festbrennstoffgewinnung /11/, /17/

Kulturen	Trockenmasse- ertrag t TM/(ha·a)	Trockenmasse Mio. t/a	Heizwert MJ/kg TM	Energieträger- potenzial PJ/a
Getreidepflanzen	10	20	17,0	340
Energiegräser	12	24	17,6	422
Kurzumtriebsplantagen	9	18	18,5	333
Mittelwert		20,7		365

3.3.4.4 Biogasgewinnung

Zur Abschätzung der Biogasgewinnung aus Energiepflanzen wird der Anbau im Zwei-Kulturen-System angenommen. Dabei wird ein Pflanzengemisch im zeitigen Frühjahr ausgesät und im Juni/Juli vor der Vollreife geerntet. Durch den vorgezogenen Erntetermin ergibt sich ein Vegetationszeitgewinn, der den Anbau einer Zweitkultur erlaubt, die im Herbst (ebenfalls in der Regel vor der Samenreife) geerntet wird. Unter der Annahme eines mittleren Ertrages von 13 t_{TM}/(ha·a) (und 2 Mio. ha) ergibt sich ein technisch verfügbares Aufkommen von 26 Mio. t_{TM} bzw. **234 PJ/a** /11/.

3.3.4.5 Potenziale bei einem Anbaumix

In der Praxis dürfte es beim Energiepflanzenanbau zu einem Anbaumix kommen. Die Potenziale berechnen sich dann aus den jeweiligen Anbauflächen und den hektarspezifischen Energieerträgen für die verschiedenen Energiepflanzen. Die hektarspezifischen Energieerträge zeigt Abb. 6. Bei einer verfügbaren Fläche von 2 Mio. ha ergibt sich z. B. für einen Anbaumix aus Raps, Zuckerrüben, Lignocellulose-Pflanzen und Biogassubstraten auf jeweils 500 000 ha ein Energiepotenzial von ca. 310 PJ/a (Raps 73 PJ/a, Zuckerrüben 87 PJ/a, Lignocellulose-Pflanzen 91 PJ/a und Biogassubstrate 59 PJ/a).

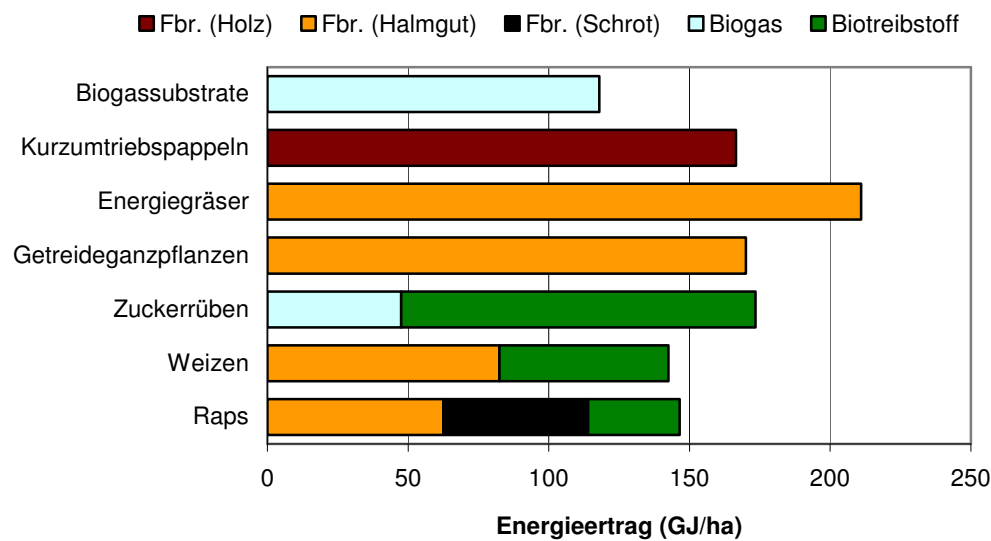


Abb. 6: Energieertrag verschiedener Energiepflanzen

3.3.5 Gesamtes Potenzial

Einen zusammenfassenden Überblick über die technischen Brennstoffpotenziale aus Biomasse gibt Tabelle 7. Für Energiepflanzen wird bei der thermo-chemischen Umwandlung ein Festbrennstoff-Mischanbau und bei der biochemischen Umwandlung ein Zwei-Kultursystem zur Biogassubstraterzeugung angenommen. Ergänzend sind auch die bestehenden Klär- und Deponiegaspotenziale aufgeführt.

Der Vergleich der einzelnen Potenziale zeigt, dass die holzartigen Biomassen die deutlich größte Bedeutung haben. Während für diese Stoffgruppe und für die sonstigen Biomassen die Umwandlungsprozesse vorgegeben sind, kann bei den mengenmäßig weniger bedeutenden halmgutartigen Biomassen sowohl eine thermo-chemische als auch bio-chemische Umwandlung erfolgen. Für die Wahl ist hier in erster Linie der Wassergehalt des Materials, der stark schwanken kann, entscheidend. Deshalb ist eine prinzipielle Zuordnung zu einer der beiden Varianten nicht sinnvoll. Es ist unbedingt zu beachten, dass das verfügbare Halmgut – wie auch das ausgewiesene technische Brennstoffpotenzial aus Energiepflanzen – immer nur einmal genutzt werden kann (also entweder thermo-chemisch oder bio-chemisch). Das **maximal thermo-chemisch** nutzbare Potenzial beträgt damit ca. **1 106 bis 1 135 PJ/a**, das **maximal bio-chemisch** nutzbare Potenzial ca. **454 bis 516 PJ/a** (Tabelle 7). Wird zusätzlich die Gewinnung von Pflanzenöl und / oder Ethanol angestrebt, reduzieren sich die verfügbaren



Potenziale aus Energiepflanzen entsprechend. Das **maximal** an **flüssigen Bioenergieträgern** nutzbare Potenzial beträgt **103 bis 251 PJ/a**.

Tabelle 7: Zusammenfassung der Brennstoffpotenziale (Stand: August 2003) /11/, /17/

	Wasser- gehalt %	Energetisch nutzbare Menge		Thermo-chemische Umwandlung		Bio-chemische Umwandlung	
		Mio. t _{FM} /a	Mio. t oTS/a	Heizwert	Energie- trägerpot.	Gasertrag	Energie- trägerpot.
				MJ/kg _{FM}	PJ/a	m³/kg oTS	PJ/a ^a
Holzartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle							
Waldrestholz	30	13,7		12,3	169	—	—
Schwachholz	30	10,0		12,3	123	—	—
Zusätzlich nutzbar. Waldholz	30	10,7		12,3	132	—	—
Landschaftspflegeholz	50	0,5		9,2	4	—	—
Industrierestholz	23 ^b	4,0		14,2 ^b	57	—	—
Altholz	27	6,0		13,0	78	—	—
Summe					563		—
Halmgutartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle							
Stroh	15-50	9,3	7,4	13,9 ^b	130	0,24 – 0,4 ^b	38 – 63
Gras aus Dauergrünland etc.	15	2,6 – 3,9	1,8 – 2,7	14,0	37 – 55	0,4	15 – 23
Landschaftspflegematerial	15	0,9 – 1,8	0,5 – 0,9	12,0	11 – 22	0,83	8 – 16
Summe					178 - 207		61 – 102
Sonstige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle							
Exkreme und Einstreu		162,3	15,5	—	—	0,2 – 0,4 ^b	96
Ernterückstände		6,9 – 13,8	0,9 – 1,7	—	—	0,5 – 0,7 ^b	9 – 18
Abfälle aus Gewerbe u. Ind.		3,1 – 4,7	0,6 – 1,0	—	—	0,3 – 0,9 ^b	6 – 12
Org. Siedlungsabfälle		7,6	1,5	—	—	0,38	13
Summe					—		126 – 143
Klärgas					—		19,5
Deponiegas					—		15 – 21
Summe Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle							
Energiepflanzen auf 2 Mio. ha					365		234 ^c
Gesamtsumme (maximal)					1 106 – 1 135		454 - 516

^a mittlerer Biogasheizwert 21,4 MJ/m³; ^b gemäß der Masseanteile der verschiedenen Sortimente;

^c Biogasnutzung

In Abb. 7 sind die Brennstoffpotenziale nach den mittleren Erschließungs- und Nutzungskosten und ihre Nutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung dargestellt. Potenziale und Nutzung flüssiger Bioenergieträger sind hier nicht aufgeführt, da deren Zukunft eher als Kraftstoff im Verkehrssektor erwartet wird. Der bei den Klärprodukten berücksichtigte

Klärschlamm wird nachfolgend nicht weiter berücksichtigt. Auf die dargestellte Nutzung von Festbrennstoffen und Biogas zur Stromerzeugung wird in den Abschnitten 4 und 5 eingegangen. Insgesamt wird das technische Brennstoffpotenzial erst zu einem geringen Teil erschlossen.

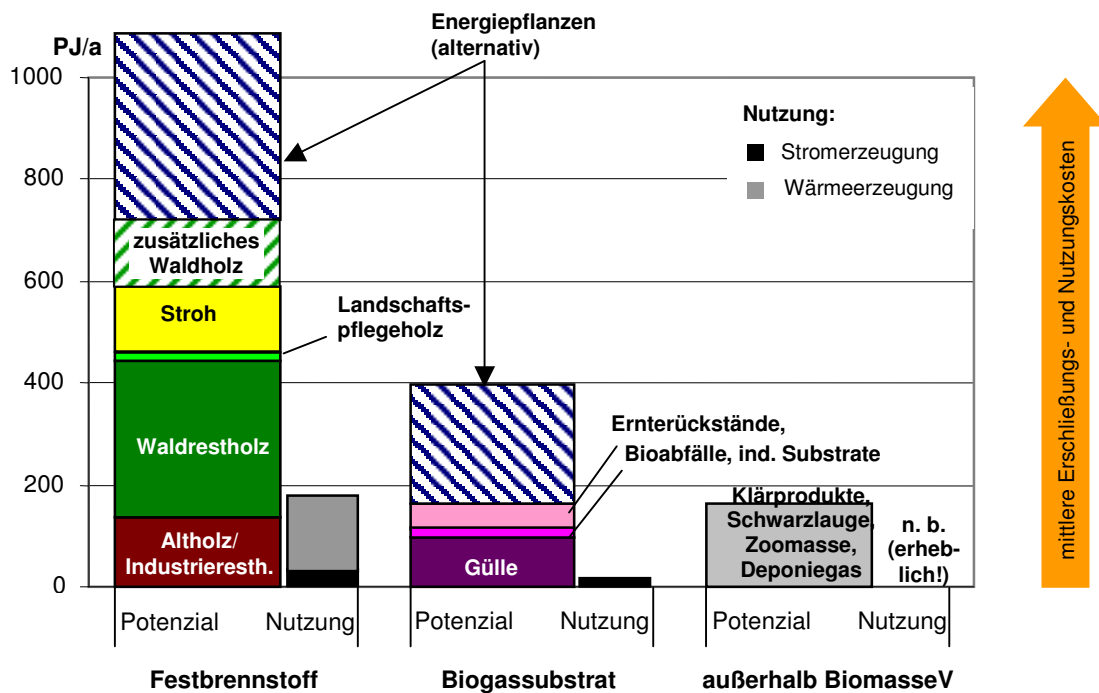


Abb. 7: Brennstoffpotenziale und Nutzung

3.4 Technisches Stromerzeugungspotenzial

Das verfügbare Brennstoffpotenzial kann grundsätzlich zur Strom- und Wärmebereitstellung sowie zur Bereitstellung von Kraftstoffen genutzt werden. Nachfolgend werden allein die Möglichkeiten zur Strombereitstellung betrachtet. Dabei wird unterstellt, dass das verfügbare Brennstoffpotenzial dafür vollständig zur Verfügung steht, d. h. eine mögliche Wärme- oder Kraftstoffnutzung unberücksichtigt bleibt.

In Deutschland sind durchaus energiewirtschaftlich relevante Potenziale einer Stromerzeugung aus Biomasse gegeben, die primär aus den biogenen Festbrennstoffen und sekundär aus einer möglichen Biogaserzeugung resultieren (Tabelle 8). Verglichen damit sind die Möglichkeiten einer Stromerzeugung aus flüssigen Bioenergieträgern eher begrenzt. Werden die Potenziale ausschließlich in Biomasseanlagen genutzt, wäre hier für Biomasse(heiz)kraft-



werke eine Leistung von 10 bis 21 GW, für Biogasanlagen eine Leistung von 7 bis 17 GW oder für flüssige Energieträger eine Leistung von 5 bis 9 GW zu installieren. Das **maximale Stromerzeugungspotenzial** aus Biomasse steht zur Verfügung, wenn holz- und halmgutartige Rückstände sowie Energiepflanzen als Festbrennstoffe eingesetzt und sonstige Rückstände sowie Deponie- und Klärgas in Biogasprozessen genutzt werden und liegt zusammengekommen bei ca. **100 bis 130 TWh/a** (zum Vergleich: die gegenwärtige Bruttostromerzeugung beträgt etwa 570 TWh/a).

Tabelle 8: Energiepotenziale von Biomasse zur Stromerzeugung (1 TWh = 3,6 PJ); Zahlen sind nicht addierbar, da für halmgutartige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle und die zum Energiepflanzenanbau verfügbaren Flächen jeweils verschiedene Optionen (zur Produktion von Festbrennstoffen, Flüssigenergieträgern oder Biogas) betrachtet werden /16/

	Technische Brennstoffpotenziale in PJ/a	Technische Erzeugungspotenziale in TWh/a	Technische Endenergiepotenziale in TWh/a
Biogene Festbrennstoffe	178 – 207 (halmgut. R.) 563 (holzart. R.) max. 333 – 422 (Energiepfl.) ^a	84 – 110 ^f 106 – 147 ^g	80 – 140
Biotreibstoffe	max. 103 (Pflanzenöl) ^{a,b} max. 120 – 252 (Ethanol) ^{a,c}	9,2 ^h 10,1 – 25,6 ^h	8,7 9,5 – 24,3
Biogasnutzung	61 – 102 (halmgut. R.) ^d 124 – 139 (sonstige R.) ^d 35 – 41 (Dep.- u. Klärgas) ^e max. 234 (Energiepfl.) ^{a,d}	38 – 51 ⁱ	37 – 49

^a Energiepflanzen auf maximal 2 Mio. ha; ^b Pflanzenöl bzw. RME aus Raps (zusätzlich wäre noch das Stroh (125 PJ/a) und das Schrot (65 PJ/a) energetisch nutzbar); ^c Alkohol aus Weizen (zusätzlich wäre noch das Stroh (165 PJ/a) energetisch nutzbar) bzw. Zuckerrüben (zusätzlich wären noch 95 PJ/a Biogas nutzbar); ^d Bruttogaserträge; ^e zusätzlich nutzbar wäre noch Klärschlamm (nicht stofflich nutzbarer Anteil (5 – 7,5 PJ/a)); ^f Einsatz in Biomassekraftwerken der 20 MW-Klasse (elektrische Wirkungsgrade von 28 bis 32 %); ^g Zufeuerung in vorhandenen Kohlekraftwerken der neuesten Generation (elektrische Wirkungsgrade von 35 bis 43 %); ^h Einsatz in BHKW zur Wärmenachfragedeckung (ca. 2 000 h/a); ⁱ Einsatz in BHKW (elektrische Wirkungsgrade von 30 bis 35 %).

3.5 Stoffliche Grenz- und Zweifelsfälle (Diskussionspunkte)

Vor dem Hintergrund aktueller Diskussionen bezüglich ihrer (Nicht-)Anerkennung als Biomasse im Sinne der BiomasseV und möglicher Änderungen der Rechtslage durch angrenzende Gesetze und Verordnungen werden nachfolgend die Verwertung tierischer Reststoffe und die Stoffströme der Papier- und Zellstoffindustrie diskutiert.



3.5.1 Einsatz von Stoffen tierischer Herkunft

Ab 1. Mai 2003 ist auf EU-Ebene die Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte (Verordnung (EG) Nr. 1774/2002) vom 3. Oktober 2002, geändert durch die Verordnung (EG) Nr. 808/2003 vom 12. Mai 2003, anzuwenden /7/, /8/. Bislang wird dieser Bereich in Deutschland durch das TierKBG geregelt. Die Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 unterteilt das Material tierischen Ursprungs in drei Kategorien (hohes Risikopotenzial, erhöhte Hygieneanforderungen, Mindestanforderungen an die Hygiene) und weist ihnen bestimmte Wege der Behandlung, Verarbeitung oder Beseitigung (für bestimmte Stoffe u. a. auch Biogasanlage und Verbrennung) zu. Zur Umsetzung der Verordnung bedarf es nationaler Regelungen, z. B. bezüglich der Zuständigkeiten. Durch die Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 könnten einige der Stoffe, die gegenwärtig von der BiomasseV ausgeschlossen sind (TBA-beseitigungspflichtig), als Biomasse anerkannt werden. Nicht anerkannt als Biomasse im Sinne der BiomasseV (§ 3 Nr. 9) sind (derzeit) Tierkörper, Tierkörperteile und Erzeugnisse, die nach Tierkörperbeseitigungsgesetz (TierKBG) in Tierkörperbeseitigungsanstalten (TBA) beseitigt werden müssen. Dazu zählen alle Stoffe außer tierische Exkremente, Material mit tierischen Bestandteilen aus privaten Haushaltungen (tierische Anteile getrennt gesammelter Bioabfälle), Material aus gastronomischen Einrichtungen (soweit es dort nur in Kleinmengen anfällt) oder aus anderen Herkunftsbereichen, soweit hierfür eine Ausnahmegenehmigung nach TierKBG (z. B. für Fettabscheiderinhalte) erteilt wurde. Vor diesem Hintergrund sollen nachfolgend das Aufkommen der Stoffströme, die derzeit in die TBA gehen (Bezugsjahr 2001), und deren Verwertung diskutiert werden.

3.5.1.1 Rohstoffe und ihre Aufbereitung

Die Aufbereitung der Tierkörper, Tierkörperteile und Schlachtabfälle erfolgte bislang nach dem TierKBG in dafür vorgesehenen Anlagen. In Abb. 8 sind die einzelnen Verfahrensschritte dargestellt, wobei die wesentlichen Massen- und Energieströme aus vorliegenden Studien übernommen sind /18/. Für die Bilanzierung wird eine TBA mit einem Jahresdurchsatz von 50 000 t Rohware angenommen. Die mittlere Zusammensetzung der Rohware ist in Tabelle 9 dargestellt. Die Bilanz basiert auf Durchschnittszahlen, die im Einzelfall je nach Größe, eingesetztem Rohmaterial und technischem Stand der TBA entsprechend abweichen können.



Tabelle 9: Zusammensetzung der TBA-Rohware /18/

Inhaltsstoffe	Protein	Mineralstoffe	Fett	Wasser	Heizwert
Rohware	12,1 %	6,8 %	14,1 %	67,0 %	6,62 MJ/kg

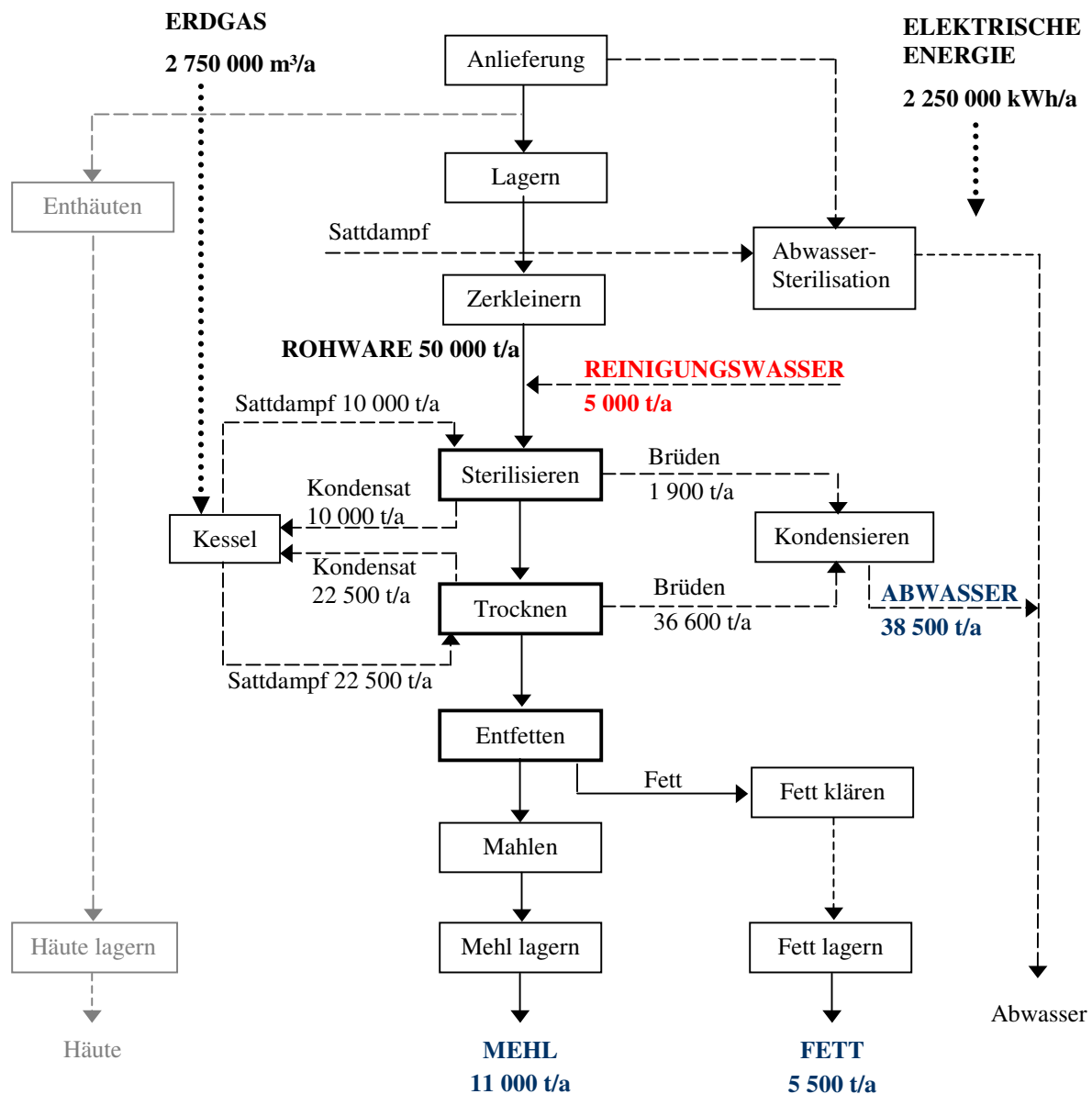


Abb. 8: Verfahrensablauf in einer Tierkörperbeseitigungsanlage /18/, /19/

Durch die Sterilisation wird eine seuchenhygienisch sichere Abtötung von Krankheitserregern erreicht. Das zerkleinerte Rohmaterial (< 50 mm) wird für einen Zeitraum von mindestens 20



Minuten auf eine Mindesttemperatur von 133 °C bei einem Dampfdruck von 3 bar erhitzt. Seit der BSE-Krise zur Jahreswende 2000/2001 müssen die so behandelten Ausgangsstoffe, die Spezifiziertes Risikomaterial⁵ (SRM) enthalten, nach Durchlaufen der Drucksterilisation durch Verbrennen beseitigt werden. Der Fleischbrei hat einen Wassergehalt von ca. 60 bis 70 %. Zur Herstellung des praktisch wasserfreien Tiermehls⁶ wird der Fleischbrei getrocknet.

Die Trocknung ist energieaufwändiger als die Sterilisation. Sterilisation und Trocknung werden mit Dampf durchgeführt. Die Kessel zur Erzeugung des Dampfes werden mit Gas, Heizöl, elektrischem Strom oder durch die Verbrennung von selbsterzeugtem Fett betrieben. Da die Verwendung von Fett als Futtermittelbestandteil seit dem 1. Dezember 2000 untersagt ist, ist für viele TBAen der Einsatz als Brennstoff wirtschaftlich attraktiv (vgl. auch Abschnitt 3.5.1.2). Der Energiegehalt der Fettproduktion übersteigt bei üblichem Einsatzmaterial den Brennstoffbedarf einer TBA um ca. das Doppelte /18/.

Energiebilanzierung. Die nachfolgende vereinfachte Energiebilanzierung bezieht sich auf die Angaben aus Abb. 8. Für die Verarbeitung von 1 kg Rohware zu Tiermehl und -fett werden ca. 2,2 MJ benötigt. Der Energieinhalt des daraus hergestellten Tiermehls und -fetts beträgt ca. 8 MJ und ist damit deutlich höher als die eingesetzte Energiemenge.

<i>Input Energie</i>	Heizwert	Energieinhalt in GJ	MJ/kg Rohware
(50 000 t Rohware)		n. b.	n. b.
2 750 000 m ³ Erdgas	H _u = 37,35 MJ/m ³	102 713	2,054
2 250 000 kWh Strom		8 100	0,162
		110 813	2,216
<i>Output Energie</i>			
(33 500 t Abwasser)			
11 000 t Mehl	H _u = 15 bis 18 MJ/kg	165 000 bis 198 000	3,3 bis 3,96
5 500 t Fett	H _u = 39 MJ/kg	214 500	4,29
		379 500 bis 412 500	7,59 bis 8,25
		<i>Differenz</i>	5,4 - 6,0

⁵ Spezifiziertes Risikomaterial: bestimmte Gewebe (Gehirn, Augen, Mandeln, Rückenmark ...) bei Wiederkäuern, die bei BSE-infizierten Tieren zum Teil hohe Konzentrationen an Erregern aufweisen.

⁶ Der Begriff Tiermehl wird nachfolgend für das gesamte Proteinmehl (Tiermehl, Fleischknochenmehl, Blutmehl ...) verwendet.



3.5.1.2 Aufkommen und Nutzung

Rohmaterialien. Sämtliche Tierkörper, Tierkörperteile und tierische Erzeugnisse werden derzeit in ca. 40 TBAen und 10 Spezialbetrieben zu Tiermehlen und -fetten verarbeitet. Die Menge der verarbeiteten Rohmaterialien hat sich nach der Produktionsstatistik des Verbandes der Fleischmehlindustrie im Vergleich zum Vorjahr im Jahr 2001 um etwa 3 % auf **2 846 354 t** erhöht (Tabelle 10). Unter Berücksichtigung der für die Herstellung von Tiermehl und -fett notwendigen Energiemenge entspricht das ca. **16 PJ/a**.

Tabelle 10: Rohmaterialverarbeitungsmengen der Fleischmehlindustrie /20/, /21/

	<i>Normal in t</i>	<i>SRM in t</i>	2001 in t	2000 in t	Veränderung in %
Tierkörper	175 490	231 247	406 737	360 061	+ 12,96
Tierkörperteile	1 544 071	627 686	2 171 757	2 089 510	+ 3,94
Erzeugnisse	267 860	-	267 860	312 875	- 14,39
Summe	1 987 421	858 933	2 846 354	2 762 446	+ 3,04

Das Rohmaterial der Fettschmelzen, die Fette von Schlachttierkörpern für die Humanernährung verwerten, ist in der Statistik nicht enthalten, da diese nicht zur Fleischmehlindustrie zählen. Unter dem Begriff „Erzeugnisse“ werden in der Statistik die üblichen tierischen Erzeugnissen gemäß TierKBG⁷ und die in den Betrieben der Fleischmehlindustrie in einer gesonderten Verarbeitungslinie zusätzlich noch verarbeiteten Speisereste zusammengefasst. Keinesfalls werden damit alle Speisereste erfasst (es wird geschätzt, dass in Deutschland in rund 400 Betrieben der Speiserestverarbeitung jährlich etwa 1,8 bis 2 Mio. t Speisereste gesammelt und aufbereitet werden). Der Anteil von SRM an der Gesamtverarbeitungs­menge betrug ca. 30 %. Es ist jedoch zu beachten, dass die Unterscheidung nach normalem Rohmaterial und SRM in der Statistik insoweit nicht präzise ist, als viele Betriebe ihr gesamtes Rohmaterial in einer Linie verarbeitet haben, weil sich die gesonderte Verarbeitung von Nicht-Risikomaterial nicht lohnte. Eine deutliche Verschiebung bemerkte der Verband der Fleischmehlindustrie zu Ungunsten der Knochen verarbeitenden Spezialbetriebe. Ihre verarbeitete Gesamtmenge sank zunächst von 476 317 t (2000) auf 418 354 t (2001) und damit um 12,1 %. Die Unsicherheit mit Beginn der SRM-Politik könnte

⁷ Erzeugnisse tierischen Ursprungs, insbesondere zubereitetes Fleisch, Eier und Milch, von denen sich der Besitzer entledigen will oder deren unschädliche Beseitigung geboten ist



dazu geführt haben, dass die Lieferanten das Rohmaterial im Zweifel den TBAen überließen. Gegenwärtige Entwicklungen deuten jedoch darauf hin, dass sich dieser deutliche Verlust des Anteils an der Verarbeitung nunmehr relativiert /20/.

Produkte. Die Rohmaterialien werden in den TBAen zu verschiedenen Produkten aufbereitet. Die Verschiebung der Rohmaterialverarbeitung von den Knochen verarbeitenden Spezialbetrieben zu den TBAen zeigt sich hier in dem massiven Rückgang der hergestellten Fleischknochenmehle und Knochenfette (Tabelle 11). Im Jahr 2001 wurden insgesamt **1 145 615 t** Produkte hergestellt. Davon sind, unter der Annahme, dass der Anteil von Produkten bestehend aus SRM dem Anteil von SRM im Rohmaterial entspricht (30 %), etwa 345 700 t SRM Produkte.

Tabelle 11: In Tierkörperbeseitigungsanstalten hergestellte Produkte /20/

Produkte	2001 in t	2000 in t	Veränderung in %
Tiermehl	422 361	397 389	+ 6,3
Fleischknochenmehl	155 365	206 110	- 24,6
Blutmehl	24 582	23 215	+ 5,9
Federnmehl	8 785	7 914	+ 11,0
Geflügelproteine	18 662	13 487	+ 38,8
Flüssigfutter	209 079	196 565	+ 6,4
Tierfett	243 669	254 368	- 4,2
Knochenfett	63 112	75 2680	- 16,2
Summe	1 145 615	1 174 316	- 2,4

Mit dem Gesetz über das Verbot des Verfütterns, des innergemeinschaftlichen Verbringens und der Ausfuhr bestimmter Futtermittel (VerfVerbG) vom 1. Dezember 2000 wurde es verboten, tierische Proteine und Fette an Lebensmittel liefernde Nutztiere zu verfüttern. Für 2001 ist deutlich geworden, welche Verwendung die Produkte der Fleischmehlindustrie finden, wenn es den Futtermittelabsatz praktisch nicht mehr gibt (Abb. 9). In Tabelle 12 werden die Verwendungszwecke für die einzelnen Produkte aufgeführt.

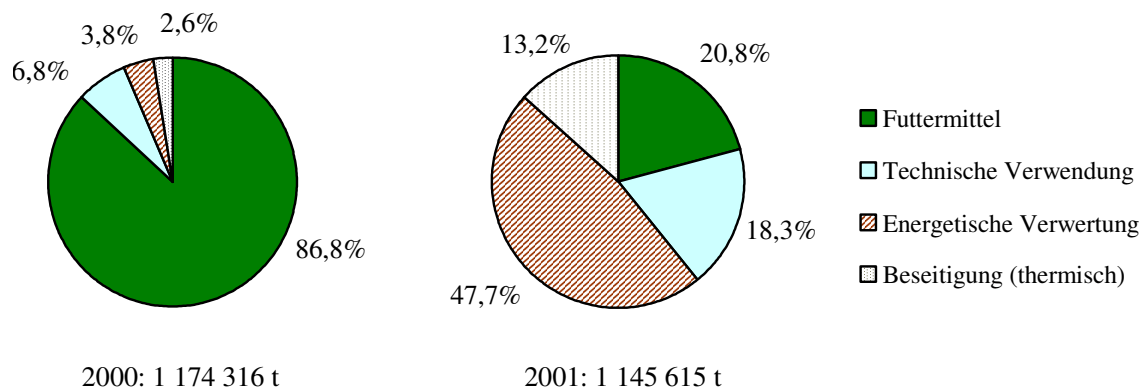


Abb. 9: Verwendungszweck der Produkte der Fleischmehlindustrie /20/, /21/

Futtermittel, das sind Fleischknochenmehl, Blutmehl, Federnmehl und Geflügelproteine, wurden in geringeren Mengen für Heimtiernahrung verwendet. Speisereste wurden vollständig verfüttert.

Die technische Verwendung der Tiermehle (Fleischknochenmehl, Blutmehl und Federnmehl), die aus lebensmitteltauglichen Ausgangsstoffen gewonnen wurden, erfolgt zu Dünge Zwecken sowohl unvermischt als auch aufbereitet. Tierfette, die aus lebensmitteltauglichem Rohmaterial gewonnen wurden, werden in der chemischen Industrie als Grundstoff für technische Produkte (ca. 60 %) aber auch zur Herstellung von Biodiesel eingesetzt.

Unter der energetischen Verwertung ist die Mitverbrennung in Anlagen zu verstehen, in denen die Produkte der Fleischmehlindustrie (Tiermehle und -fette) bewusst als Energieträger eingesetzt werden (z. B. in Kraftwerken, Stahlwerken und Zementwerken). Hierbei handelt es sich überwiegend um SRM-Tiermehle und -fette, aber auch um die Verwendung des eigenen SRM-Fettes zur Herstellung von Energie in den Dampfkesseln der Betriebe der Fleischmehlindustrie.

Bei der thermischen Beseitigung von Tiermehlen und -fetten (überwiegend SRM) steht die Entsorgung im Vordergrund (z. B. in Haus- und Sondermüllverbrennungsanlagen).



Tabelle 12: Verwendung der Produkte /20/, /21/

alle Angaben in t	Futtermittel		Technische Verwendung		Energetische Verwertung		Thermische Beseitigung	
	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000
Tiermehl	14	358 387			318 730	12 379	103 617	26 623
Fleischknochenmehl	240	200 900	9 709	310	101 140	4 160	44 276	740
Blutmehl	900	21 198	985	898	22 266	992	431	127
Federnmehl	4 500	4 000	4 285	3 914				
Geflügelproteine	18 662	13 487						
Speisereste	209 079	196 565						
Tierfett	5 098	183 648	138 785	40 389	96 470	27 180	3 316	3 161
Knochenfett	18	41 495	55 510	33 773	7 584			
Summe	238 511	1 019 680	209 274	79 284	546 190	44 711	151 640	30 641

3.5.1.3 Diskussion einer energetischen Nutzung

Verbrennung. Bisherige Erfahrungen zeigen, dass die Verbrennung von Tiermehl mit der richtigen Anlagentechnik unproblematisch und betriebssicher ist. Mit Tiermehl wird ein Brennstoff mit hohen Heizwerten und einem niedrigen Schadstoffeintrag (mit Ausnahme von Stickstoff) eingesetzt. Bei höheren Verbrennungstemperaturen ($> 1\,000\,^{\circ}\text{C}$) können Verschlackung oder Versinterung auftreten. Durch den erhöhten Eintrag von z. B. Phosphaten, CaO, Kalium o. ä. sind Korrosion und Ablagerungen im Kesselbereich möglich. Die in Tabelle 13 genannten Verfahren können, sofern die Anlagen die Bedingungen der 17. BImSchV erfüllen und dem Stand der Technik entsprechen, als grundsätzlich geeignet angesehen werden. Einem derzeitigen Aufkommen an Tiermehl von ca. 630 000 t (2001) stehen Verbrennungskapazitäten von 2,7 Mio. t gegenüber. Tierfett aus lebensmitteltauglichen Ausgangsmaterialien findet überwiegend als Grundstoff in der chemischen Industrie Verwendung. Für die Verbrennung von SRM-Tierfett sind Zementwerke und das Sekundärrohstoff-Verwertungszentrum Schwarze Pumpe grundsätzlich geeignet. SRM-Tierfett wird aufgrund des hohen Heizwertes auch in den TBAen selbst eingesetzt.



Tabelle 13: Übersicht der Behandlungsverfahren von Tiermehl und -fett

Verfahren / Anlage	Tiermehl	Tierfett	Eigenschaften	Kapazität in Mio. t
Thermische Behandlungsverfahren				
MVA	x		➤ Max. Tiermehlanteil durch hohen Heizwert begrenzt ➤ Verschlackung durch Erniedrigung des Ascheschmelzpunktes möglich	0,7 (bei 5 % Tiermehl)
Sonderabfallverbrennungsanlagen	x		➤ Max. Tiermehlanteil durch hohen Heizwert begrenzt ➤ Aufgrund der Erfahrungen gute Voraussetzung für Verbrennung von Tiermehl aus SRM	0,05
Klärschlammverbrennungsanlagen	x		➤ Max. Tiermehlanteil durch hohen Heizwert begrenzt ➤ Wirbelschichtfeuerung bietet gute Voraussetzung	0,15
Kohlekraftwerke	x		➤ Verbrennungsprozess unproblematisch ➤ Negative Einflüsse auf die Qualität der Rückstände können nicht ganz ausgeschlossen werden	1,5 (bei 1 % Tiermehl)
Zementwerke	x	x	➤ Vorteil besonders hoher Prozesstemperaturen ➤ Negative Einflüsse auf Prozess und Klinker (Cl, P) durch begrenzten Tiermehlanteil kontrollierbar	0,3 bis 0,4
SVZ	x	x	➤ Verfahrenstechnische Einschränkungen oder Vorbehalte nicht bekannt	0,07 (Mehl) 0,06 (Fett)
TBA		x	➤ Verfahrenstechnische Einschränkungen oder Vorbehalte nicht bekannt	?
Anaerobe Vergärung				
Biogasanlage	x		➤ Schwer abbaubare Bestandteile erschweren Substrataufschluss und können zu Schaumproblemen führen ➤ Einsatz in Kovergärungsanlagen verhindert zu hohe Ammoniak- u. Schwefelwasserstoffkonzentrationen ➤ Bei dezentralen Anlagen hohe Transportkosten und z. T. logistische Probleme	
Umesterung				
Biodieselanlage		x	➤ Pilotanlage	

Anaerobe Vergärung. Aufgrund des hohen Gehalts an anaerob abbaubaren organischen Inhaltsstoffen sind Tiermehle sowie die unmittelbar nach der Homogenisierung und Sterilisation anfallenden flüssigen Rohmaterialien für die anaerobe Vergärung prinzipiell gut geeignet. Der hohe Rohproteingehalt (ca. 55 Gew.-%) und das niedrige C/N-Verhältnis (ca. 6 zu 1) können jedoch zur Bildung hoher Ammoniak- und Schwefelwasserstoffkonzentrationen führen.



trationen führen und damit den anaeroben Abbauprozess hemmen. Außerdem kann die Vergärbarkeit durch unerwünschte Schaumbildung erschwert werden. Aus diesen Gründen sollte die Vergärung vorzugsweise in Kovergärungsanlagen gemeinsam mit anderen, weniger stickstoffreichen Abfallfraktionen durchgeführt werden.

Verbrennung nach Umesterung. Nach einer Umesterung können tierische Fette als Kraftstoff für (Bio-)Dieselmotoren eingesetzt werden. Derzeit gibt es erst eine Anlage, die Biodiesel aus Tierfett herstellt, so dass noch keine umfangreichen Erfahrungen in Bezug auf die Biodieselherstellung und den Einsatz im (Bio-)Dieselmotor vorliegen. Gegenwärtig wird der Einsatz von SRM-Tierfett (Material der Kategorie 1) gemäß Hygiene-VO von der EU-Kommission geprüft /7/.

3.5.2 Einsatz von Stoffen aus der Papier- und Zellstoffindustrie

Bei Herstellung der verschiedenen Faserstoffe wie auch bei der Aufbereitung von Altpapier zu Altpapierstoff entstehen unterschiedliche Reststoffe bzw. Nebenprodukte. Aus energetischer Sicht sind hierbei alle auf dem Ausgangsstoff Holz basierenden Nebenprodukte wie die bei der Entrindung anfallende Rinde, die bei der Zellstoffherstellung entstehende Ablauge (Schwarzlauge) und der bei der Aufbereitung von Altpapier anfallende Papierschlamm von Bedeutung. Die Rinde wird in Biomasse(heiz)kraftwerken energetisch genutzt. Für die mengenmäßig bedeutsame Schwarzlauge fehlt es in der BiomasseV an einer speziellen Regelung. Dabei handelt es sich um ein energetisch nutzbares Nebenprodukt der Papierindustrie, dessen Energieinhalt ausschließlich aus pflanzlichen Stoffen stammt. Damit unterliegt das Material grundsätzlich der allgemeinen Biomassedefinition (§ 2 Abs. 1 BiomasseV) und ist folglich anerkannte Biomasse. Da Schwarzlauge bereits weitgehend in der Papierindustrie energetisch (zur Wärmeerzeugung für die eigenen Produktionsanlagen) genutzt wird, muss eine Einbeziehung jedoch nicht zu einer weiteren CO₂-Reduzierung führen /6/. Vereinzelt wurden von den Papier- und Zellstoffbetrieben Gutachten bezüglich der Anerkennung als Biomasse in Auftrag gegeben. Bislang ist uns allerdings kein Biomasse(heiz)kraftwerk bekannt, in dem Schwarzlauge eingesetzt und nach EEG vergütet wird. Auch ist unklar inwieweit die Faserschlämme als Biomasse anerkannt werden könnten. Hier existieren Überlegungen, die Faserschlämme entsprechend aufbereitet als feste Bioenergieträger (Pellets) zu handeln. Durch die Nähe zum Klärschlamm könnte jedoch die Ausschluss-

klausel nach § 3 Nr. 6 der BiomasseV greifen. Nachfolgend wird aufgezeigt, bei welchen Prozessen und in welchen Mengen Schwarzlauge und Faserschlämme anfallen und wie diese Stoffe derzeit genutzt werden.

3.5.2.1 Rohstoffe und ihre Aufbereitung

Der wichtigste Faserrohstoff für die Papier- und Zellstoffindustrie ist das Holz. Die aufbereiteten Faserstoffe werden weltweit zu 95 % aus Holz gewonnen und nur zu einem kleinen Teil aus Einjahrespflanzen (z. B. Bambus, Schilf, Stroh). Auch die Fasern im Sekundärrohstoff Altpapier können größtenteils wieder für die Papierherstellung nutzbar gemacht werden. Die Rohstoffe Holz und Altpapier werden in verschiedenartigen Prozessen aufbereitet, wobei die jeweilige Aufbereitungstechnik Rückschlüsse auf die Zusammensetzung der Nebenprodukte / Restabfälle zulässt.

In Abb. 10 sind die Stoffströme in der Papier- und Zellstoffindustrie einschließlich anfallender Nebenprodukte dargestellt.



Abb. 10: Stoffströme in der Papier- und Zellstoffindustrie

Holzstoffherstellung. Der Holzstoff wird nach zwei unterschiedlichen Verfahren produziert; dem klassischen Verfahren des Schleifens am Schleifstein (Holzschliffverfahren) und dem jüngeren Verfahren mittels Refiner (Mahlmaschine). Da bei dem gesamten Verfahren keine Abtrennung des Lignins und der Hemicellulose aus dem Holz stattfindet, wird eine hohe Faserstoffausbeute (ausreichende Festigkeit) ermöglicht. Aus 100 kg trockener Holzsubstanz erhält man je nach Schleifverfahren 90 – 95 kg trockenen Holzstoff.



Zellstoffherstellung. Mit dem Zellstoffverfahren wird aus dem Holz die Zellulose gewonnen. Andere Holzbestandteile werden mittels verschiedener Ausschlussverfahren in Lösung gebracht und von der Zellulose abgetrennt. Dabei fallen sogenannte Ablaugen (Schwarzlauge) an, die sich aus dem herausgelösten Lignin, den Hemicellulosen, verschiedenen prozessbedingten Chemikalien und Wasser zusammensetzen. In einem Aufarbeitungsprozess werden die Chemikalien zurückgewonnen und als Rohstoff wiederverwendet. Der rein biogene Anteil in der Schwarzlauge wird hauptsächlich zur Energieversorgung vor Ort genutzt. Die Faserstoffausbeute liegt bei der Zellstoffherstellung mit 45 bis 55 kg Zellstoff aus 100 kg trockener Holzsubstanz deutlich unter der von Holzstoff.

Altpapierrecycling. Rückgewonnene Fasern sind zu einem unverzichtbaren Rohstoff für die Papierherstellung geworden. Ursache dafür sind u. a. der Preisvorteil von Recyclingfasern gegenüber vergleichbaren Qualitäten primären Zellstoffs und Fördermaßnahmen zum Papierrecycling in zahlreichen Ländern. Dabei unterscheiden sich die Systeme zur Aufbereitung von Altpapier je nach produzierter Papierqualität (z. B. Verpackungspapier oder Zeitungsdruckpapier) und nach dem eingesetzten Faserrohstoff. Generell können Verfahren ohne Druckfarbenentfernung (ausschließlich mechanische Aufbereitung, Reinigung) und Verfahren mit Druckfarbenentfernung (mechanische und chemische Aufbereitung, Reinigung) unterschieden werden. In beiden Verfahren wird das Altpapier zunächst in Wasser aufgelöst und zerfasert. Je nach Verfahren werden die Druckfarben anschließend über sogenannte Deinking-Anlagen zu einem hohen Anteil abgetrennt. Die Fasern büßen durch den Aufbereitungs- und Deinking-Prozess an Qualität ein. Prozessbedingt können daher bis 30 % des Altpapiers nicht zu nutzbaren Faserstoffen aufbereitet werden. Über den Faserschlamm werden diese Faserbruchstücke dem Kreislauf entzogen.

3.5.2.2 Aufkommen und Nutzung

Schwarzlauge. Nach Angaben des Verbandes Deutscher Papierfabriken e. V. fallen in Deutschland in den Zellstofffabriken ca. 2,3 Mio. t_{FM}/a Schwarzlauge an /22/. Unter der Annahme eines Trockensubstanzgehaltes von ca. 60 - 75 % und eines Heizwertes von 23,4 MJ/kg (Mittelwert der Heizwerte der Holzbestandteile Lignin und Hemicellulose) beträgt das technische Brennstoffpotenzial ca. **34 PJ/a**.



Etwa 90 % der Schwarzlauge werden im Chemikalienkreislauf und damit auch der rein biogene Anteil zur Energiegewinnung geführt und nur 10 % als Nebenprodukte vermarktet. In geringen Mengen findet die Schwarzlauge z. B. als Additiv in der Bauindustrie, als Klebe- und Bindemittel in der Holzwerkstoffindustrie oder der keramischen Industrie, als Bindemittel in der Tierfutterindustrie oder in der allgemeinen Chemieindustrie seine Anwendung /23/.

Faserschlämme. Je nach Einsatzstoffen und Endprodukt fallen unterschiedliche Mengen an Faserschlämmen pro kg Endprodukt an. Die Faserschlämme können bis zu 30 % der Einsatzstoffe ausmachen. Insgesamt dürften ca. 0,58 Mio. t_{FM}/a bzw. **9 PJ/a** (unter der Annahme eines Heizwertes von 9 MJ/kg bei einem Wassergehalt von 50 %) zur Verfügung stehen /22/.

Die Faserschlämme werden zu 40 % direkt am Entstehungsort energetisch genutzt. Je nach bestehender Wärmebereitstellung bzw. Feuerungstechnik kann der feuchte Brennstoff allein oder zusammen mit anderen Brennstoffen verwertet werden. Bei den außerbetrieblichen Verwertungswegen mit einem Anteil von ebenfalls 40 % handelt es sich neben der energetischen Nutzung vorwiegend um die stoffliche Verwertung in Ziegelwerken. Dort wird der Faserschlamm als Porenbildner eingesetzt. Weiterhin werden zusammen etwa 20 % zur Kompostierung oder zur Bodenverbesserung in der Landwirtschaft genutzt.

3.5.2.3 Diskussion einer energetischen Nutzung

In verschiedenen Quellen wird davon ausgegangen, dass 60 bis 100 % des Energiebedarfs eines Zellstoffwerkes über die energetische Nutzung der biogenen Neben- und Abfallprodukte (Rinde, Resthölzer, Ablauge) abgedeckt werden können /24/, /25/. Unabhängig von den politisch gewollten Entwicklungen der letzten Jahre, wie die Reduzierung der klimarelevanten Gase über verschiedene gesetzliche Mechanismen, wird in großen Teilen der Papier- und Zellstoffindustrie Deutschlands der Wärme- und Strombedarf schon seit längerem über die energetische Nutzung anfallender biogener Nebenprodukte und Abfälle abgedeckt.

Die beschriebenen Nebenprodukte der Papier- und Zellstoffindustrie basieren fast ausschließlich auf Holz, welches naturbelassen ohne Einschränkung als Biomasse anerkannt ist. In den erläuterten Aufbereitungsprozessen fallen entweder Holzreste oder verschiedene Holzbestandteile mit geringfügigen chemischen Verunreinigungen an. Bei der Schwarzlauge werden diese den Heizwert nicht beeinflussenden „Verunreinigungen“ über einen



geschlossenen Chemikalienkreislauf zurückgewonnen, bei den Faserschlämmen sind die Verunreinigungen vernachlässigbar. Insbesondere bei der Diskussion um die Anerkennung der Schwarzlauge als Biomasse sollte aber berücksichtigt werden, dass bereits heute dieses Nebenprodukt im großen Umfang energetisch genutzt wird und somit schon jetzt ein wirtschaftlicher Betrieb des mit Schwarzlauge betriebenen Biomasse(heiz)kraftwerks vorausgesetzt werden kann. Um eine europaweite Chancengleichheit in der Zellstoffindustrie gewährleisten zu können, sollten aber auch die Entwicklungen im europäischen Ausland bei der Förderung erneuerbarer Energien und bei der Anerkennung einzelner Stoffe als Biomasse und die Umsetzung des Kyoto-Protokolls in naher Zukunft mit berücksichtigt werden.

3.6 Zusammenfassung

Dass die Biomasse einen erheblichen Beitrag zur Erhöhung des Marktanteils erneuerbarer Energieträger an der Primärenergiebereitstellung leisten kann, zeigen die vorhandenen Potenziale:

- Das thermo-chemisch nutzbare Brennstoffpotenzial beträgt maximal ca. 1 106 bis 1 135 PJ/a, das bio-chemische maximal ca. 454 bis 516 PJ/a und das maximal an flüssigen Bioenergieträgern nutzbare Potenzial ca. 103 bis 251 PJ/a. Die Zahlen sind nicht addierbar, da das Brennstoffpotenzial aus Energiepflanzen und Halmgut jeweils nur thermo-chemisch, bio-chemisch oder physikalisch-chemisch genutzt werden kann.
- Das maximale Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse liegt zusammengekommen bei ca. 100 bis 130 TWh; eine mögliche Wärme- oder Kraftstoffnutzung bleibt dabei unberücksichtigt.
- Das Brennstoffpotenzial tierischer Reststoffe (Tierkörper, Tierkörperteile und Schlachtabfälle; keine Anerkennung als Biomasse im Sinne der BiomasseV) beträgt bei Berücksichtigung der für die Herstellung von Tiermehl und -fett benötigten Energiemenge ca. 16 PJ/a.
- Aus der Papier- und Zellstoffindustrie stehen sowohl Schwarzlauge als auch Faserschlämme (Anerkennung als Biomasse im Sinne der BiomasseV umstritten) mit einem Brennstoffpotenzial von insgesamt ca. 43 PJ/a einer energetischen Verwertung zur Verfügung.



4 Stromerzeugung aus festen Bioenergieträgern

4.1 Nutzung

Der nachfolgend diskutierte Stand der energetischen Nutzung fester Bioenergieträger sowie der Anlagentechnik ist durch Recherchen und Befragungen von Anlagenplanern, -betreibern und Genehmigungsbehörden sowie durch Auswertung frei verfügbarer Informationen (Fachpresse, Internet etc.) ermittelt worden. Alle erhobenen Daten sind in einer Datenbank archiviert.

4.1.1 Anlagenbestand

Derzeit befinden sich eine Vielzahl von Biomasse(heiz)kraftwerken in der Planungs- und Realisierungsphase. Der bekannte Anlagenbestand und Prognosen zur zukünftigen Entwicklung unter Berücksichtigung aller in Planung befindlichen Anlagen⁸ sind in Abb. 11 dargestellt. Demnach werden z. Zt. (November 2003) etwa **80 Biomasse(heiz)kraftwerke** betrieben.

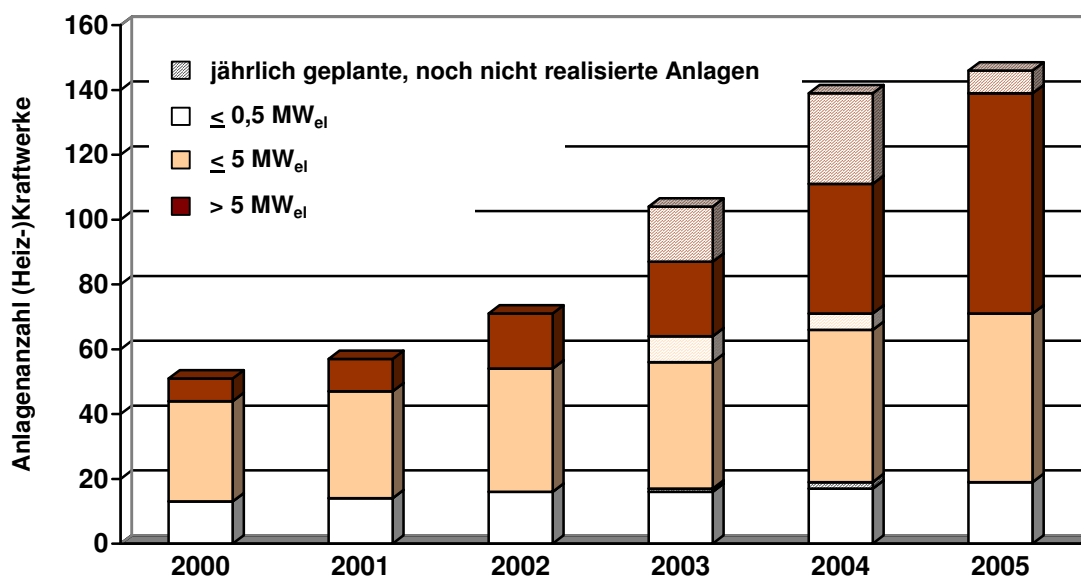


Abb. 11: Anlagenbestand Biomasse(heiz)kraftwerke – Stand (November 2003) und mögliche Entwicklung (bei Berücksichtigung aller in Planung befindlichen Anlagen)

⁸ ohne Anspruch auf Vollständigkeit



Der Anlagenbestand wird noch durch Anlagen im Bereich bis einschließlich 5 MW installierter elektrischer Leistung bestimmt. Der weitere Zuwachs wird jedoch infolge der Vergütungsregelung des EEG hauptsächlich durch Anlagen im höheren Leistungsbereich (d. h. überwiegend 20 MW_{el}-Anlagen) realisiert. Der deutliche Anstieg der Anlagenanzahl in den Jahren 2003 und 2004 ist dabei auf das EEG und die BiomasseV zurückzuführen. Allerdings wird im Vergleich zu den Auswertungen im 1. und 2. Zwischenbericht deutlich, dass sich die Realisierung von Biomasse(heiz)kraftwerksprojekten nicht immer entsprechend den Planungen entwickelt /3/, /4/. Für in Bau befindliche Anlagen kann dabei (auch bei entsprechenden Verzögerungen) mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass sie realisiert werden. Dagegen werden Projekte, die sich in der Planung und teilweise auch bereits im Genehmigungsverfahren befinden, auch wenn sie zunächst aussichtsreich erscheinen, nicht immer realisiert. Als Ursachen dafür kommen u. a. eine unzureichende Versorgungssicherheit mit (kostengünstig verfügbarem) Brennstoff und eine dadurch verhaltende Unterstützung bei der Finanzierung durch potenzielle Geldgeber (d. h. Banken) in Frage. Aber auch verzögerte Genehmigungsverfahren aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Öffentlichkeit (bei Anlagen, die Althölzer der Klassen A III und A IV einsetzen) oder durch die Änderung von Rechtsvorschriften werden als Gründe für die Einstellung der Projektentwicklung genannt. Anlagenplaner rechnen aus diesen und weiteren Gründen deshalb damit, dass nur bis zu 30 % der in Abb. 11 als geplante Anlagen dargestellten Biomasse(heiz)kraftwerken realisiert werden.

Eine Übersicht über die **Standorte** der bestehenden und geplanten Biomasse(heiz)-kraftwerke gibt Abb. 12. Auch hier wird gegenüber früheren Annahmen eine Veränderung des Planungsstandes sichtbar. Doch nicht nur geplante Anlagen werden nicht realisiert, sondern auch bereits in Betrieb befindliche Biomasse(heiz)kraftwerke mussten vereinzelt u. a. aufgrund von Insolvenz des Betreibers oder mangelnder Brennstoffsicherung den Betrieb (vorläufig) einstellen. Z. T. werden diese Anlagen auf modernere Technik umgerüstet.

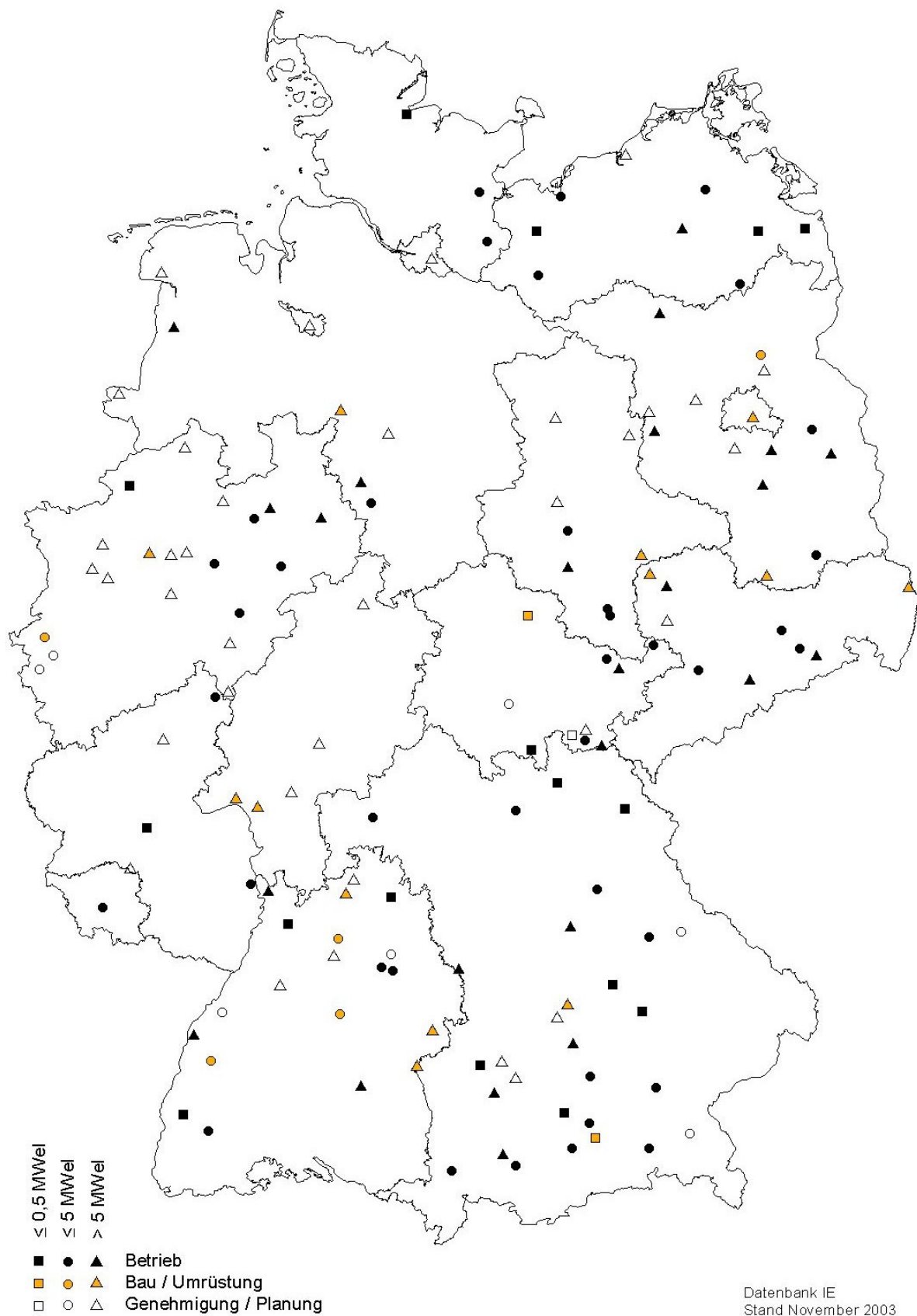


Abb. 12: Übersicht über bestehende und geplante Biomasse(heiz)kraftwerke mit Stromerzeugung in Deutschland



4.1.2 Leistungsentwicklung

Die in Abb. 13 dargestellte installierte elektrische Leistung wurde anhand des in Abb. 11 gezeigten Anlagenbestandes ermittelt. Demnach beträgt die installierte elektrische Leistung aller Biomasse(heiz)kraftwerke (November 2003) ca. 380 MW. Die daraus resultierende **Stromerzeugung** kann, auf Basis mittlerer Volllaststunden, mit etwa **1,7 TWh/a** brutto abgeschätzt werden⁹. Für die dargestellte Entwicklung wurde unterstellt, dass infolge der diskutierten Randbedingungen nur 30 % der geplanten Anlagen realisiert werden. Selbst unter dieser (konservativen) Annahme ist bis zum Jahr 2005 mit über 500 MW installierter elektrischer Leistung und einer potenziellen Stromerzeugung von ca. 2,6 TWh/a ein erheblicher Ausbau der Stromerzeugung aus fester Biomasse zu erwarten. Geht man davon aus, dass sich die Zahl der Volllaststunden in den nächsten Jahren durch den technischen Fortschritt und die gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG) erhöhen wird, könnte die letztlich realisierbare Stromerzeugung aus fester Biomasse noch höher liegen.

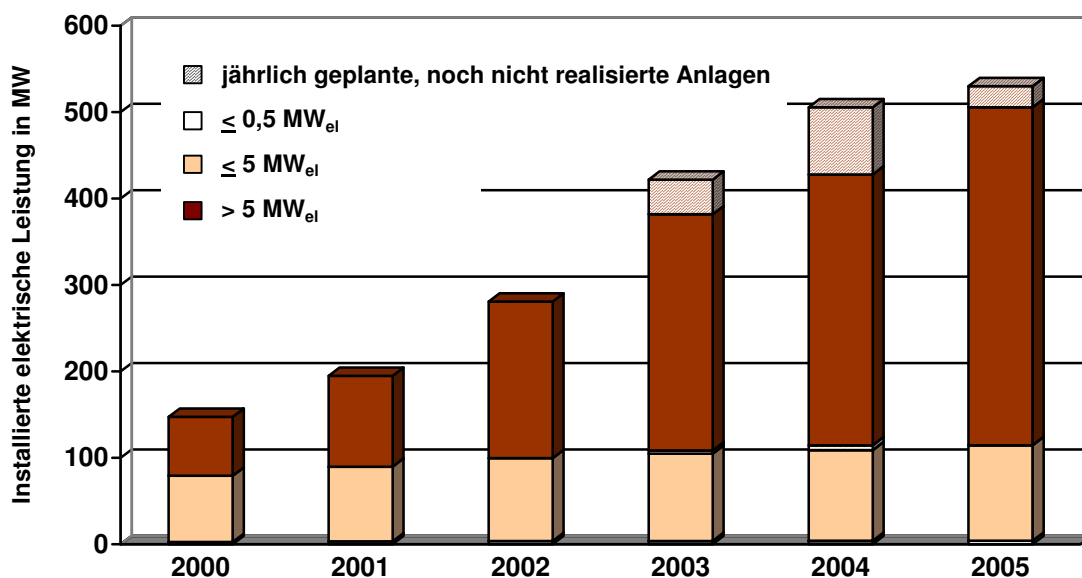


Abb. 13: Installierte elektrische Leistung aus Biomasse(heiz)kraftwerken – Stand (November 2003) und Entwicklung (bei Annahme einer Realisierung von 30 %)

⁹ Zur Berechnung der Stromerzeugung wurden folgende mittlere Volllaststunden angenommen: Anlagen im kleinen Leistungsbereich ($\leq 5 \text{ MW}_{el}$): 2 500 h/a; Anlagen im großen Leistungsbereich ($> 5 \text{ MW}_{el}$): 5 500 h/a.



4.1.3 Brennstoffeinsatz

Zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung werden in Deutschland derzeit jährlich etwa **3,5 Mio. t Holz** eingesetzt; das entspricht etwa 8 % des Brennstoffpotenzials an holzartigen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen. Stroh und andere halmgutartige Brennstoffe finden bisher wegen der schwierigen Brennstoffeigenschaften keine Nutzung (siehe Abschnitt 4.2) Wie in Abb. 14 dargestellt, ist davon der größte Teil Altholz (insgesamt ca. 85 %). Die Unterteilung in Gruppen bis einschließlich Altholzklasse A II bzw. A IV erfolgt auf Grundlage der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung der Anlage. Die Anteile der einzelnen Altholzklassen innerhalb der Gruppen lassen sich nicht bestimmen, da sie je nach Jahreszeit und Marktsituation schwanken und die Betreiber von Biomasse(heiz)-kraftwerken kaum Auskunft darüber geben (können). Die ausschließliche Nutzung naturbelassener Hölzer (Waldholz, Rinden, Landschaftspflegeholz etc.) beträgt derzeit nur knapp 5 %. Industrierestholz wird je nach Entsorgungsweg beim Altholz bis A II und den naturbelassenen Hölzern erfasst. Als Brennstoff wird **(fast) ausschließlich Altholz** eingesetzt, da es zum Einen als zu entsorgender Abfall kostengünstiger ist als beispielsweise waldfisches Energieholz oder Energiepflanzen. Zum Anderen sind in dem Bereich entsprechende Marktstrukturen vorhanden, die eine wirtschaftliche Erschließung / Bereitstellung unterstützen. Derzeit werden ca. 50 % der energetisch nutzbaren Altholzmenge in Biomasse(heiz)kraftwerken eingesetzt. Würden alle der in Planung befindlichen Anlagen in Betrieb gehen, wäre ein Brennstoffbedarf von ca. 12 Mio. t/a notwendig. Dieser könnte nicht allein vom Altholzaufkommen (ca. 6 Mio. t/a) gedeckt werden.

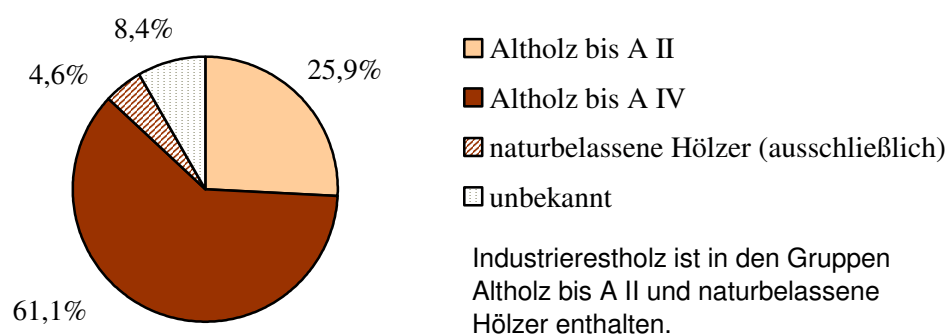


Abb. 14: In Biomasse(heiz)kraftwerken eingesetzte Holzsortimente (nach Angaben der Betreiber)



Die Preise für Altholz liegen (je nach Klasse) derzeit etwa zwischen -10 und 20 €/t, d. h., dass für die Annahme von Altholz der Klassen A II und A IV (wenn auch immer seltener) z. T. noch Entsorgungserlöse erzielt werden können. Abb. 15 zeigt, dass die **Altholzpreise** seit 1998, insbesondere für kontaminiertes Altholz, stetig **zugenommen** haben. Es ist allerdings zu beachten, dass die dargestellten Altholzpreise Durchschnittswerte repräsentieren; regional können die Preise erheblich von diesem Wert abweichen. Die Preise gelten für größere Mengen frei Verwerter. Allgemein lässt sich ein Preisgefälle von Nordosten über Nordwesten nach Süden ausmachen. So werden für kontaminiertes Altholz (Hackschnitzel) im Nordosten bis zu 10 €/t und im Nordwesten bis zu 5 €/t (aus Sicht der Kraftwerksbetreiber) gezahlt. Im Süden reicht die Spanne von -15 bis 0 €/t /26/. Seitens der Altholzaufbereiter werden kaum längerfristige Verträge zur Belieferung von Biomasse(heiz)kraftwerken abgeschlossen. Insgesamt ist es durch den infolge von EEG / BiomasseV entstandenen überregionalen Brennstoffmarkt zu einer Dynamik auf dem (davor schon vorhandenen) Altholzmarkt gekommen, die sich bei den Altholzhändlern auch in Konzentrationstendenzen und Insolvenzfällen bemerkbar macht. Es ist davon auszugehen und dies wird die weitere Preisfindung wesentlich beeinflussen, dass das Altholz in naher Zukunft (innerhalb der nächsten zwei bis drei Jahre) nahezu vollständig der energetischen (und zu Teilen auch weiterhin der stofflichen) Verwertung zugeführt sein wird und dass damit keine signifikanten "freien" Mengen mehr am Markt sein werden. Diese Zusammenhänge spiegeln sich auch in dem geringeren Anlagenzubau im Jahr 2005 wider (Abb. 11).

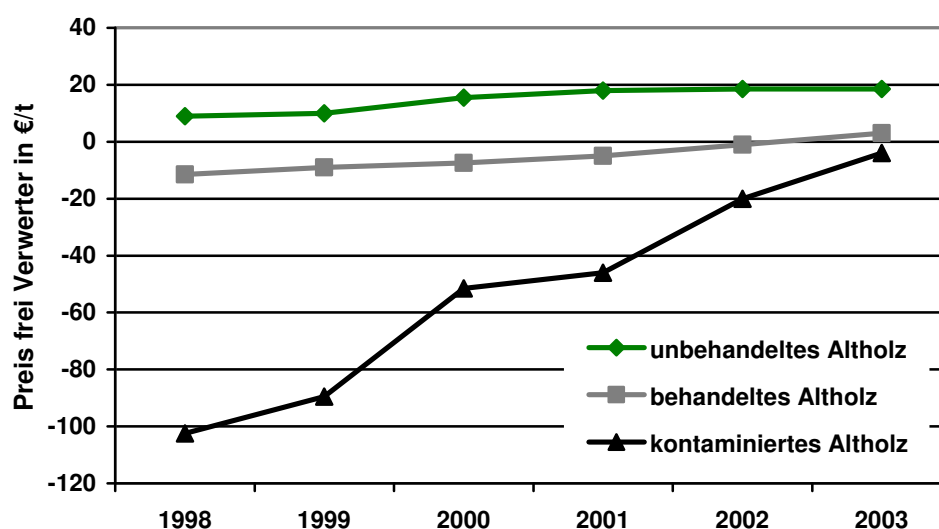


Abb. 15: Entwicklung der Altholzpreise (für größere Mengen frei Verwerter; bei negativen Preisangaben handelt es sich um Zuzahlungen an den Verwerter) /26/



4.1.4 Stand der Technik

Die bisherige Entwicklung bei der Nutzung biogener Festbrennstoffe lässt **kaum technische Innovationen** erkennen. Die bei gegenwärtig entwickelten Projekten eingesetzte Technik ist bekannt, durch vergleichsweise **geringe Wirkungsgrade** gekennzeichnet und selten durch neue Aspekte und Systemelemente charakterisiert. Dadurch wird die Entwicklung neuer und innovativer Technologien, die dann auch auf den Weltmärkten abgesetzt werden könnten, gehemmt.

Der durchschnittliche elektrische Bruttowirkungsgrad aller derzeit betriebenen Biomasse-(heiz)kraftwerke beträgt nur etwa 16 % (Abb. 16). Der durchschnittliche Bruttogesamtnutzungsgrad (bezogen auf die Jahresstrom- und falls vorhanden Jahreswärmeerzeugung) beträgt etwa 46 %.

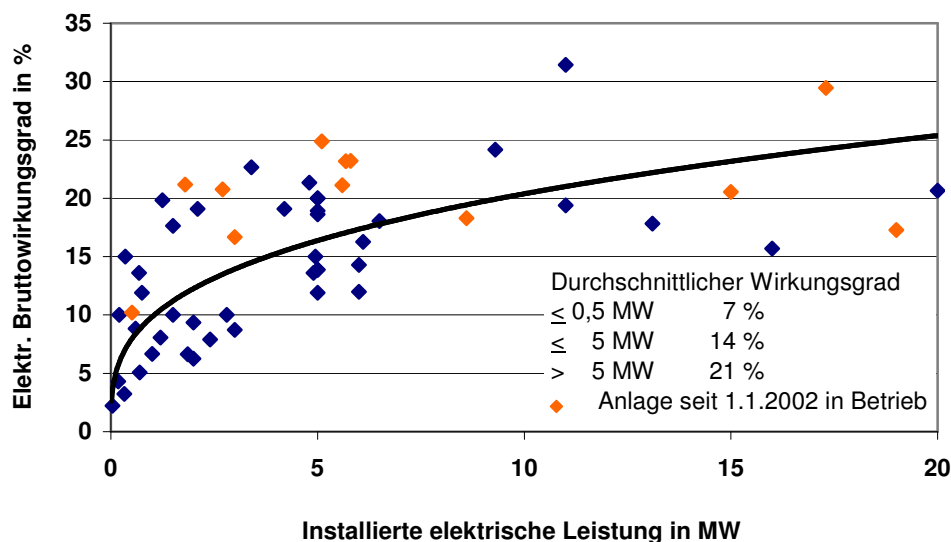


Abb. 16: Elektrischer Bruttowirkungsgrad bestehender Biomasse(heiz)kraftwerke (nach Angaben der Betreiber)

Wie Abb. 17 zeigt, ist die Gesamtausnutzung der einzelnen Anlagen, auch innerhalb einer Größenklasse, mit etwa 15 bis 90 % sehr unterschiedlich. Zum Einen haben die Anlagen ohne Wärmenutzung im Allgemeinen einen niedrigeren Ausnutzungsgrad, zum Anderen erscheinen die Angaben der Betreiber nicht immer real gemessene Werte (Ist), sondern eher geplante Werte (Soll) zu sein.

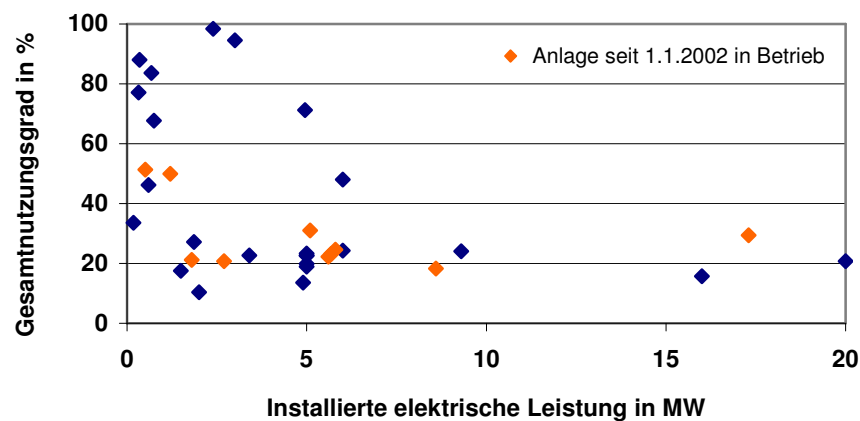


Abb. 17: Bruttogesamtnutzungsgrad bestehender Biomasse(heiz)kraftwerke (nach Angaben der Betreiber)

Am häufigsten wird derzeit in Biomasse(heiz)kraftwerken als Feuerungsanlage die **Rostfeuerung** eingesetzt. Dabei werden als Rostformen Vorschub-, Wander- und (seltener) Rückschubrost genutzt. In der Holzbe- und -verarbeitenden Industrie kommen auch Unterschubfeuerung und Einblasfeuerung zum Einsatz (besonders geeignet für Sägespäne und Schleifstäube). Im größeren Anlagenbereich, aus wirtschaftlichen Gründen erst ab einer installierten elektrischen Leistung von ca. 10 MW, kann auch die stationäre Wirbelschichtfeuerung genutzt werden. Sie ist durch eine aufwändigere Technik aber höhere Wirkungsgrade gekennzeichnet. Im Biomassebereich gibt es davon derzeit in Deutschland nur Einzelanlagen. Die Möglichkeit der Vergasung biogener Festbrennstoffe zur Energiegewinnung wird noch technisch weiterentwickelt; hier gibt es einige Pilotprojekte.

4.2 Mitverbrennung fester Biomasse – Beispiel Stroh

Neben dem Einsatz in (dezentralen) ausschließlich für Biomasse vorgesehenen Verbrennungsanlagen bietet die Mitverbrennung in zentralen, kohlegefeuerten Anlagen (Braun- und Steinkohlekraftwerke) eine weitere Möglichkeit der Biomassenutzung, die mit einigen Vorteilen verbunden ist (z. B. hohe Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade, Flexibilität hinsichtlich der Brennstoffverfügbarkeit, geringe Realisierungszeiträume). Eine anteilige Vergütung des Stroms aus Biomasse erfolgt allerdings nicht, da nach EEG nur der Strom vergütet wird, der ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Die Mitverbrennung von Biomasse



würde unter der Prämisse erfolgen, die bestehenden Anlagen möglichst ohne große Modifikationen (und damit ohne hohe zusätzliche Investitionsaufwendungen) zu nutzen.

Prinzipiell sind zur Mitverbrennung verschiedene biogene Festbrennstoffe geeignet. So ist die Zufeuerung von Holzhackschnitzeln vielfach getestet worden /27/. Besondere Vorteile gegenüber dem ausschließlichen Einsatz von Biomassen ergeben sich bei der Mitverbrennung von Stoffen mit vergleichsweise schwierigen Brennstoffeigenschaften (z. B. Halmgüter), weil hier durch die Mischung mit fossilen Energieträgern z. T. nachteilige Effekte vermieden werden können (z. B. Ascheerweichung, Chlorkorrosion). Bei der nachfolgenden Analyse der Möglichkeiten und Grenzen der Mitverbrennung wird daher der Brennstoff **Stroh**, der unter den halmgutartigen Brennstoffen die größte Bedeutung hat (siehe Abschnitt 3.3.2) und für eine Zufeuerung vergleichsweise gut geeignet ist, betrachtet.

4.2.1 Potenzial zur Mitverbrennung

Prinzipiell zur Mitverbrennung ist der Anteil des Strohs geeignet, der nicht für die Erhaltung des landwirtschaftlichen Nährstoffkreislaufes benötigt wird (ca. 130 PJ/a). Die Verfügbarmachung dieses Anteils wird bei einer vergleichsweise geringen Brennstoffdichte des Strohs allerdings durch eine wirtschaftlich akzeptable Transportentfernung (etwa 50 km) limitiert. Deshalb wird bei der Potenzialabschätzung von Stroh zur Mitverbrennung in Kohlekraftwerken neben den Kraftwerksleistungen die geographische Verteilung der Anlagen auf Ebene der Bundesländer berücksichtigt. Bei den Braun- und Steinkohlekraftwerken (ohne Mischfeuerungen) werden nur die Anlagen der öffentlichen Stromversorger betrachtet, die über 80 % des in Deutschland benötigten Stroms bereitstellen /27/. Für die Standorte liegen die Leistungen von 1998 vor /28/. Die Liberalisierung des Strommarktes wird in den nächsten Jahren zu (weiteren) Stilllegungen von Anlagen führen. Bei der Braunkohle wurden jedoch auch neue Kapazitäten z. B. in Lippendorf und Niederaußem geschaffen. Für die nachfolgende Potenzialbetrachtung wird daher die Kraftwerksleistung zu Grunde gelegt, die wahrscheinlich 2005 in Deutschland installiert sein wird. In Tabelle 14 sind die elektrische Leistung und der sich daraus ergebene Primärenergiebedarf dargestellt.



Tabelle 14: Bedarfsgrundlage zur Zufeuerung in Braun- und Steinkohlekraftwerken

	Netto-Engpassleistung 2005 in MW _{el}	Brennstoffwärmebedarf ^a in MW _{th}	Primärenergiebedarf ^b in PJ
Braunkohle	18 300	52 200	1 320
Steinkohle	12 900	34 800	620

^a Netto-Wirkungsgrad: Braunkohle 35 %; Steinkohle 37 %; ^b Vollbenutzungsstunden: Braunkohle 7 000 h/a; Steinkohle 5 000 h/a

Bei der Mitverbrennung wird ausgehend von der einzusetzenden Primärenergie aus Steinkohle / Braunkohle ein prozentualer **Biomasseanteil** in Höhe von **10 %** zugrunde gelegt. Wie bisherige Erfahrungen zeigen, wird dadurch das Verbrennungsverhalten kaum negativ beeinflusst. Dem daraus resultierenden Brennstoffbedarf wird in Tabelle 15 das technische Strohpotenzial auf Ebene der Bundesländer gegenübergestellt.

Tabelle 15: Bedarf an Stroh zur Mitverbrennung in Kohlekraftwerken

	Technisches Potenzial Getreidestroh	10 % Zufeuerung Steinkohlekraftwerk in PJ	10 % Zufeuerung Braunkohlekraftwerk
Baden-Württemberg	8,4	1,9	
Bayern	18,2	0,1	0,8
Berlin	-	4,2	
Brandenburg	10,2		31,1
Bremen	-		
Hamburg	-		
Hessen	5,5		
Mecklenburg-Vorpommern	12,2	2,5	
Niedersachsen	20,5	14,3	2,3
Nordrhein-Westfalen	12,4	28,0	66,6
Rheinland-Pfalz	3,7	0,5	
Saarland	0,3	6,5	
Sachsen	7,3		25,2
Sachsen-Anhalt	11,2		5,8
Schleswig-Holstein	7,5	4,2	
Thüringen	6,9		
Summe	124,3	62,1	131,7

Es zeigt sich, dass die Bundesländer Niedersachsen, Bayern, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Brandenburg die größten technischen Strohpotenziale haben. In diesen Bundesländern lassen sich z. T. auch die bedeutenden



Kraftwerksleistungen finden. Dazu zählen vor allem Nordrhein-Westfalen mit einem hohen Stein- und Braunkohleanteil, aber auch Brandenburg und Sachsen, dessen Braunkohlestandorte Lippendorf und Boxberg an die Bundesländer Brandenburg und Sachsen-Anhalt grenzen. Es zeigt sich zwar, dass in diesen Bundesländern auf Grund fehlender technischer Potenziale nicht alle Standorte entsprechend zufeuern könnten, allerdings wird durch die Größenordnungen deutlich, dass an einzelnen Standorten die Zufeuerung grundsätzlich eine Option sein kann.

4.2.2 Stand der Technik

Halmgutartige Biobrennstoffe (und auch Holz) unterscheiden sich im Vergleich zur Stein- und Braunkohle in der chemischen Zusammensetzung, den energieträgerrelevanten wie auch den physikalisch-mechanischen Eigenschaften. Bei der Mitverbrennung von Biomasse in bestehenden Kohlekraftwerken interessieren daher aus technischer Sicht die Auswirkungen auf alle Anlagenkomponenten, d. h., wie wirken sich die Brennstoffeigenschaften der Biomassen auf die (anlagenseitige) Brennstoffaufbereitung, die Verbrennungsanlage und die Rauchgasreinigungseinrichtungen aus und welche Abweichungen vom Auslegungsbrennstoff werden deutlich.

Für die Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerke existieren unterschiedliche Konzepte:

- externe Vergasung der Biomasse und Einblasen der Brenngase in den Kessel,
- Verbrennung der Biomasse mit einer Rostfeuerung und
- feines Aufmahlen der Brennstoffe und Verbrennung in einer Staubfeuerung.

Die notwendige Aufbereitung der Brennstoffe ist dabei von der Biomasseart und der Feuerungsanlagentechnik abhängig. Bei den öffentlichen Stromversorgern wird hauptsächlich die Kohlenstaubfeuerung angewendet.

Brennstoffaufbereitung. Um Stroh für eine Mitverbrennung verfügbar zu machen, werden entweder **Ballen** gepresst oder **Pellets** hergestellt. In Dänemark, wo Stroh bereits in bestehenden Kohlekraftwerken zugefeuert wird, hat sich aus wirtschaftlichen Gründen der Einsatz von Ballen durchgesetzt.

Um Stroh in einer Kohlenstaubfeuerung mitverbrennen zu können, muss es entweder auf einem zusätzlich zu integrierenden Rost aufgebracht oder staubförmig aufgemahlen und wie



die Kohle in den Kessel eingeblasen werden. Die gegenüber Kohle niedrigere Schüttdichte der Biomassen (Strohballen, gehäckseltes Stroh) trägt dazu bei, dass der Brennstoffvolumenstrom von der Anlieferung bis zur Einbringung in die Staubfeuerung deutlich höher ist. Da die bestehenden Einrichtungen für Kohle und nicht für Biobrennstoffe ausgelegt sind, kann eine gemeinsame Aufarbeitung und Brennstoffzuführung zu Problemen führen. Daher sollten für Staubfeuerungen sowohl die **Mahlung** des Biobrennstoffs als auch die **Förderung** in den Feuerungsraum **separat** erfolgen /27/, /29/.

Verbrennungstechnische Eigenschaften. Im Vergleich zu fossilen weisen biogene Brennstoffe i. A. **geringere Heizwerte** und einen **höheren Anteil an flüchtigen Bestandteilen** auf. Nicht eindeutig sind die Aussagen beim Aschegehalt und dem Ascheerweichungsverhalten, da sie stark vom jeweils betrachteten biogenen Brennstoff abhängig sind. Grundsätzlich sind die verbrennungstechnischen Eigenschaften von holzartigen Brennstoffen günstiger als von halmgutartigen, da sie im Durchschnitt einen höheren Heizwert und einen geringeren Aschegehalt haben sowie ein günstigeres Ascheerweichungsverhalten zeigen.

Tabelle 16: Charakteristika biogener Festbrennstoffe im Vergleich zur Kohle /17/

Brennstoff / Biomasseart	Heizwert H_u ^a in MJ/kg	Asche- gehalt ^a in %	Flüchtige Bestandteile ^a in %	C	N	S	Cl
in % der Trockenmasse							
Steinkohle	29,7	8,3	34,7	72,5	1,3	0,94	< 0,13
Braunkohle	20,6	5,1	52,1	65,9	0,7	0,39	< 0,1
Fichtenholz (mit Rinde)	18,8	0,6	82,9	49,8	0,13	0,015	0,005
Buchenholz (mit Rinde)	18,4	0,5	84,0	47,9	0,22	0,015	0,006
Roggenstroh	17,4	4,8	76,4	46,6	0,55	0,085	0,40
Weizenstroh	17,2	5,7	77,0	45,6	0,48	0,082	0,19
Gerstenstroh	17,5	4,8	77,3	47,5	0,46	0,089	0,40

^a absolut trocken

Tabelle 16 gibt einen Überblick über die Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung von ausgewählten Biomassebrennstoffen und Kohle. Im Vergleich zu Kohle und Holz weist Stroh als halmartige Biomasse einen deutlich **höheren Chlorgehalt** auf. Dies kann zu einer verstärkten Hochtemperaturkorrosion mit einer entsprechenden Abzehrung der Heizflächen führen. Die bei der Mitverbrennung von Stroh auftretenden Korrosionsraten an den



Heizflächen der Kohlenstaubfeuerung sind jedoch im Vergleich zu einer ausschließlichen Kohleverbrennung tolerierbar. Biogene Festbrennstoffe besitzen einen **geringeren Schwefelgehalt** als Braun- und Steinkohle. Deshalb könnten durch die Mitverbrennung von Biomasse die direkten Schwefeldioxid-Emissionen (ohne Betrachtung der Vorketten) positiv beeinflusst werden. Der Gehalt an Stickstoff ist von der Art des Biomassebrennstoffs abhängig. Während Holz einen **vergleichsweise geringen Stickstoffgehalt** hat, kann bei Stroh der Stickstoffeintrag (v. a. abhängig vom Düngungszeitpunkt und -niveau) in die Feuerung in einer vergleichbaren Größenordnung wie bei der Braunkohle liegen. Insgesamt lassen sich die verbrennungstechnisch schwierigen Eigenschaften bei einer Mitverbrennung deutlich besser bewältigen als bei einer Monoverbrennung.

4.3 Wirtschaftlichkeit

Nachfolgend wird auf die Stromgestehungskosten von Biomasse(heiz)kraftwerken, auch vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen um eine ausreichende Vergütung des aus Biomasse erzeugten Stroms, eingegangen. Dazu werden zunächst die Investitionskosten realisierter bzw. geplanter Biomasse(heiz)kraftwerke dargestellt.

4.3.1 Investitionskosten

Bei den spezifischen Investitionskosten realisierter bzw. geplanter Biomasse(heiz)kraftwerke zeigt sich zum Einen die Kostenspannbreite zwischen den einzelnen Projekten und zum Anderen eine **Kostendegression** mit zunehmender Anlagengröße (Abb. 18). Die farblich markierte Bandbreite kennzeichnet, in welchem Bereich die Mehrzahl der Projekte angesiedelt ist. Die Investitionskosten sind vom Anlagentyp und der Anlagengröße abhängig. Bei Anlagen, die Althölzer der Kategorie A III und A IV einsetzen, liegen die Kosten auf Grund der Anforderungen an die Abgasreinigung etwas höher. Etwa zwei Drittel der Investitionskosten entfallen auf die anlagentechnischen Kosten, ein Drittel auf Bau- und Nebenkosten.

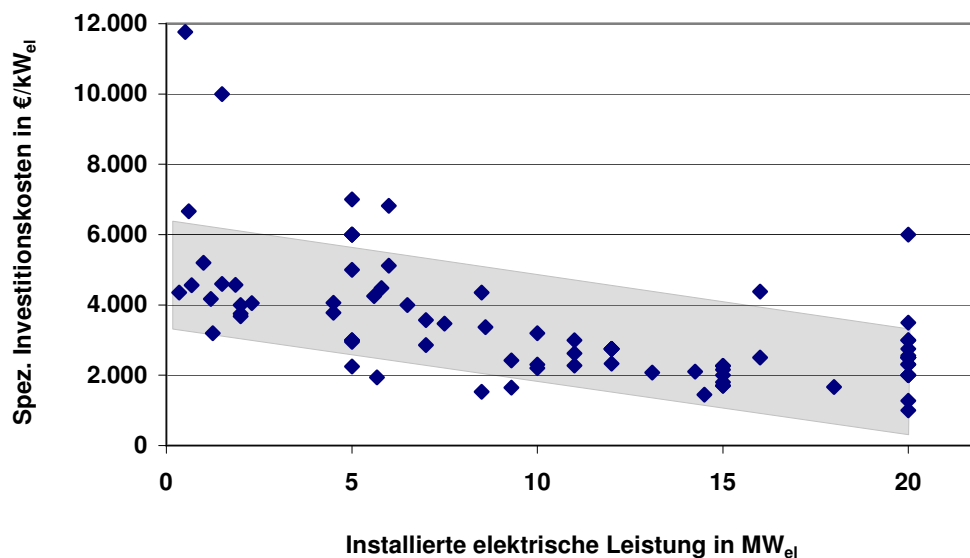


Abb. 18: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten von Biomasse(heiz)kraftwerken (betriebe und geplante Anlagen)

4.3.2 Stromgestehungskosten

Die Berechnung der Stromgestehungskosten von Biomasse(heiz)kraftwerken erfolgt für das Anlagenspektrum von 0,5 bis 20 MW installierter elektrischer Leistung. Die dafür angenommenen Randbedingungen und zugrunde gelegten Kostenansätze, die im Einzelfall in der Praxis abweichen können, sind in Tabelle 17 aufgeführt. Als Brennstoffpreis wird eine Spanne von 5 €/t (Einsatz biogener Neben-, Rest- und Abfallprodukte) bis 35 €/t (Einsatz naturbelassener Biomassen) gewählt. Es wird angenommen, dass 1/3 der anfallenden Wärme genutzt und dementsprechend vergütet wird. Die Ermittlung der Stromgestehungskosten erfolgt mit der Annuitätenmethode, d. h. einmalige und periodische Zahlungen mit veränderlichen Beträgen werden in durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet. Das Bezugsjahr für die Kosten ist 2003. Da die Vergütungssätze des EEG nominal konstant sind, d. h. bei Berücksichtigung der Preissteigerungsrate real fallen würden, werden für die zunächst real berechneten Kosten die nominalen Stromgestehungskosten abgeschätzt.



Tabelle 17: Annahmen und Randbedingungen für die Modellfälle zur Berechnung der Stromgestehungskosten fester Biomassen

Anlagengröße	MW _{el}	0,5	1	5	20	
Kalkulatorische Betrachtungsdauer	a	15	15	15	15	
Kalkulatorischer Mischzinssatz (real)	%	5,1	5,1	5,1	5,1	30 % Eigenkapital, 70 % Fremdkapital, Preissteigerung 2 %
Biomassekosten	€/t	5 - 35	5 - 35	5 - 35	5 - 35	siehe Abschnitt 4.1.3
Biomasseheizwert	MWh/t	3,6	3,6	3,6	3,6	13 MJ/kg (Wassergehalt: 27 %)
Wärmevergütung	€/MWh	25	25	25	25	
Spez. Personalkosten	T€/a	50	50	50	50	pro Person
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	4	4	4	4	auf Investitionskosten bezogen
Spez. Kosten Verwaltung, Versicherung, Pacht	%/a	1	1	1	1	auf Investitionskosten bezogen
Spez. Sonstige variable Kosten (Betriebsmittel)	%/a	0,5	0,5	0,5	0,5	auf Investitionskosten bezogen
Elektrische Leistung	MW	0,5	1	5	20	
Elektrischer Wirkungsgrad	%	15	20	25	30	Innovativer Wirkungsgrad, siehe Abschnitt 4.1.4
Vollbenutzungsdauer Strom	h/a	5 000	6 500	7 500	7 800	
Nutzwärme (ausgekoppelt)	MW	1	2	7	20	ca. 1/3 der anfallenden Wärme
Vollbenutzungsdauer Wärme	h/a	2 000	2 500	2 500	2 500	
Personalbedarf	Mann	4	6	12	18	
Bruttoinvestition	T€	3 000	5 500	20 000	55 000	siehe Abschnitt 4.3.1
Stromgestehungskosten, real						bei Wärmeauskopplung
Biomassekosten 5 €/t	Cent/kWh	25,4	16,4	9,2	5,7	
Biomassekosten 35 €/t	Cent/kWh	32,1	21,7	13,3	9,0	
Stromgestehungskosten, nominal						bei Wärmeauskopplung
Biomassekosten 5 €/t	Cent/kWh	29,0	18,8	10,5	6,5	
Biomassekosten 35 €/t	Cent/kWh	36,8	24,8	15,2	10,3	

In Abb. 19 sind die nominalen Stromgestehungskosten für die Stromerzeugung aus fester Biomasse in Abhängigkeit von der Anlagengröße und eingesetzten Biomasse (naturbelassene Biomasse oder biogene Neben-, Rest- und Abfallprodukte) dargestellt. Mit zunehmender Anlagenleistung sinken die Stromgestehungskosten. Allerdings können bei den angesetzten Randbedingungen Biomasse(heiz)kraftwerke bis ca. 10 MW_{el} selbst bei einem vergleichsweise hohen angenommenen elektrischen Wirkungsgrad nicht wirtschaftlich betrieben werden. Größere Biomasse(heiz)kraftwerke (ab ca. 10 MW_{el}) ermöglichen bei Einsatz von

gewerblich oder industriell anfallenden Neben-, Rest- oder Abfallprodukten i. Allg. aufgrund der sinkenden spezifischen Anlagenkosten einen wirtschaftlichen Betrieb. Bei ausschließlicher Einsatz **naturbelassener Biomasse** ist dagegen selbst im großen Anlagenbereich **kaum** eine **Wirtschaftlichkeit** zu erreichen. (Sehr) kleine Biomasse(heiz)kraftwerke werden, unabhängig von der Art der eingesetzten Biomasse, auch bei einer moderaten Anhebung der Vergütungssätze in naher Zukunft, u. a. aufgrund einer noch nicht ausgereiften Technik, nur schwer eine Wirtschaftlichkeit erreichen können.

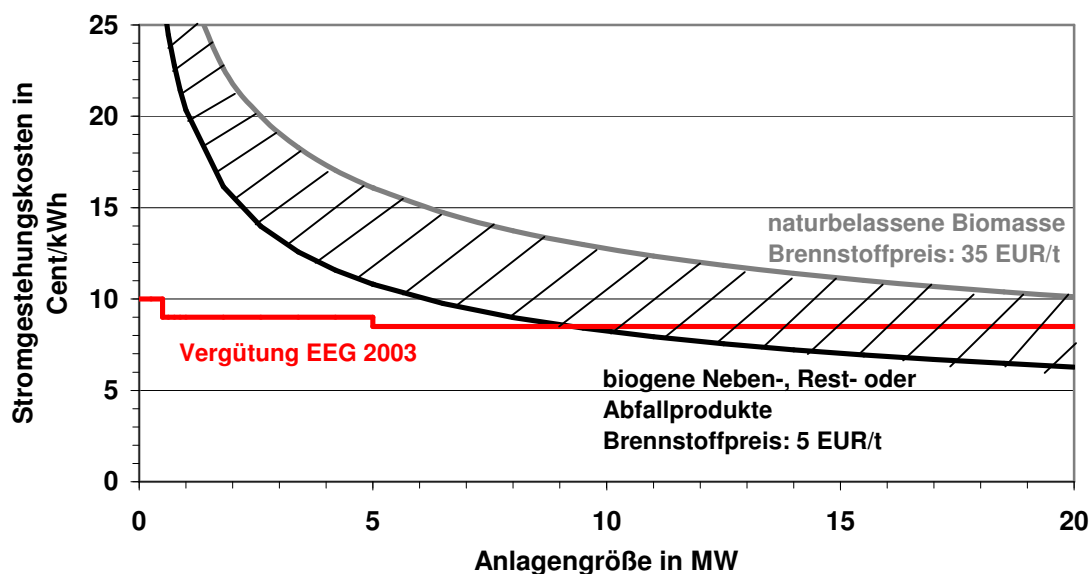


Abb. 19: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße und eingesetzten Biomasse; Annahme Brennstoffpreis: 5 €/t (biogene Neben-, Rest- oder Abfallprodukte) und 35 €/t (naturbelassene Biomasse)

Inwieweit die Änderung der für die Berechnung angenommenen Parameter und Randbedingungen (Tabelle 17; Annahme Brennstoffpreis: 20 €/t) die Stromgestehungskosten beeinflussen, ist in Abb. 20 beispielhaft für ein 20 MW_{el} – Biomasseheizkraftwerk dargestellt. Vor allem die Vollbenutzungsstunden der Stromerzeugung und der Brennstoffpreis haben einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten. Bis zu einem Brennstoffpreis von ca. 25 €/t (20 €/t + 20 %) kann ein 20 MW_{el} – Biomasse(heiz)kraftwerk wirtschaftlich betrieben werden. Eine Veränderung der Volllaststunden zur Stromerzeugung um +/- 1 000 h/a bedeutet eine Abnahme der Stromgestehungskosten um etwa 0,7 Cent/kWh bzw. eine Zunahme um etwa 0,9 Cent/kWh (kein linearer Zusammenhang). Der Einfluss der Volllaststunden zur Wärmeerzeugung ist dagegen geringer; eine Erhöhung um 1 000 h/a verringert die Stromgestehungskosten um ca. 0,3 Cent/kWh. Auch die Investitionskosten (eine Veränderung

von 10 % gegenüber dem Basiswert entspricht 5,5 Mio. €) beeinflussen dagegen die Stromgestehungskosten weniger. Der Einfluss der Kosten für Personalbedarf, der kalkulatorischen Betrachtungsdauer und des kalkulatorischen Mischzinssatzes wurde ebenfalls betrachtet und kann als sehr gering eingeschätzt werden.

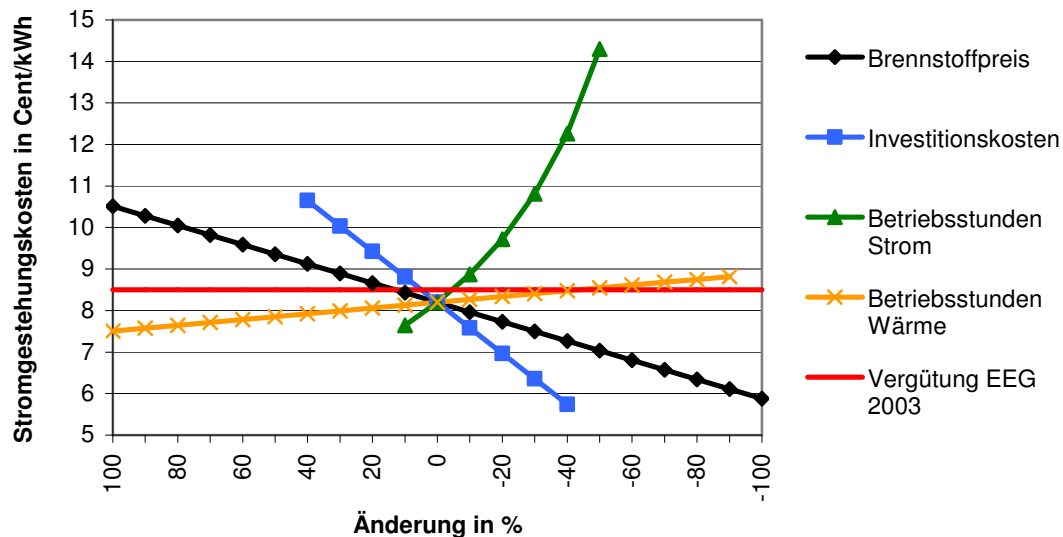


Abb. 20: Sensitivitätsbetrachtung einzelner Faktoren auf den Stromgestehungspreis bei einem Biomasseheizkraftwerk 20 MW_{el} (Randbedingungen Tabelle 17, Brennstoffpreis 20 €/t)

4.4 Diskussionspunkte und Handlungsbedarf

Im Rahmen des bisherigen Monitoringprozesses wurde deutlich, dass das EEG und die BiomasseV in der Praxis durchaus positiv bewertet, eine zügige Realisierung von Biomasseprojekten selbst bei optimalen technischen Verhältnissen durch (überwiegend) nicht-technische Hemmnisse jedoch gelegentlich erschwert wird. Neben dem deutlichen Zubau an Biomasse(heiz)kraftwerken und der daraus resultierenden Zunahme der Stromerzeugung aus festen Bioenergieträgern bewirken EEG und BiomasseV aber auch Entwicklungen, die z. T. eine effizientere, weitergehende energetische Biomassenutzung hemmen können.



4.4.1 Begriff Biomasse / Abfall

In der BiomasseV ist geregelt, welche Stoffe als Biomasse im Sinne des EEG anerkannt werden. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass der **Begriff** Biomasse in der Bevölkerung und z. T. auch in den am Genehmigungsverfahren beteiligten Behörden zu negativ mit dem Abfallbegriff belegt und je nach Interessenlage **instrumentalisiert** wird. Diese Meinung wird dadurch unterstützt, dass Anlagen, die nach 4. BImSchV Nr. 8.1 genehmigungspflichtig sind, als „Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung fester ... Abfälle ...“ eingestuft werden und damit der 17. BImSchV unterliegen. Auf diese Weise werden Biomasse(heiz)kraftwerke in der Öffentlichkeit sehr schnell mit Müllverbrennungsanlagen gleichgesetzt und es wird befürchtet, dass genehmigte Biomasseanlagen ohne weiteres als Müllverbrennungsanlagen genutzt werden können.

Ein Diskussionspunkt zwischen Anlagenbetreibern und Genehmigungsbehörde ist die Kategorie der eingesetzten Althölzer. Damit die zu genehmigende Anlage nur eine einfachere Rauchgasreinigung benötigt, wird zunächst oft nur der Einsatz von sortenreinem, naturbelassenem Holz beantragt. Finanziell lohnenswert zeigt sich dagegen der Einsatz von unterschiedlichen Altholzqualitäten. Dies führt dann von Seiten der Genehmigungsbehörde schnell zu der Frage, ob nicht doch besser eine qualifizierte Abgasreinigung für den möglichen Einsatz von A III und A IV Hölzern Verwendung finden sollte. Denn je weniger leistungsfähig die Umweltschutzeinrichtungen der Altholzverbrennungsanlage sind, um so strenger muss der Einsatzstoff auf seine potenziell umweltschädigende Wirkung hin kontrolliert und der Einsatz auf bestimmte Qualitäten beschränkt werden /30/. Darüber hinaus wird seitens der Betreiber die Vereinbarung von durchgängigen **Qualitätssicherungsstandards** bei der Erfassung, Aufbereitung und energetischen Verwertung von Altholz angeregt. So ist beispielsweise bei Holzhackschnitzeln das Prüfen der Altholzklassen beim Biomasse(heiz)kraftwerk nur bedingt möglich und sollte daher bereits beim Altholzaufbereiter vorgenommen werden.

4.4.2 Netzzugang / Netzbetreiber

Nach § 3 Abs. 1 EEG hat der Anlagenbetreiber eines Biomasse(heiz)kraftwerks einen Anspruch auf den **Netzzugang**. Gemäß den Aussagen der Anlagenbetreiber zeigt allerdings die Praxis, dass bezüglich einer technisch und wirtschaftlich günstigen Lösung und der



Aufteilung der Kosten ein hohes Maß an Abhängigkeit von der Kooperationsbereitschaft des Netzbetreibers besteht. Dies trifft auch auf den zeitlichen Ablauf des Klärungsprozesses zu. Im Einzelfall kann eine langwierige Klärung des Netzzugangs zu einer erheblichen Behinderung des gesamten Vorhabens führen, da zumindest grundsätzlich vor der Realisierung eines Vorhabens Klarheit über die Möglichkeit des Netzzugangs und die damit verbundenen Kosten bestehen muss. Daher wären klare Regelungen zum Netzanschluss wie Definition des Einspeisepunktes (Ort, technische Ausführung, Abgrenzung der Kostenübernahme) und insbesondere auch über den zeitlichen Ablauf sehr nützlich /31/.

Damit der Strom nach EEG vergütet wird, haben die Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber den **Nachweis** zu erbringen, dass in dem Biomasse(heiz)kraftwerk nur Stoffe gemäß BiomasseV und nach dem **Ausschließlichkeitsprinzip** eingesetzt werden. In der Praxis wird dieses Nachweisverfahren sehr unterschiedlich gehandhabt. In einigen Fällen bestätigt die Genehmigungsbehörde, dass es keine Abweichungen vom Genehmigungsbescheid gibt und damit die Anlage konform der BiomasseV betrieben wird, in anderen Fällen erfolgt die Bescheinigung der eingesetzten Stoffe durch den TÜV oder Steuerberater. Unterschiedlich ist auch der zeitliche Rahmen, in dem ein erneuter Nachweis vorgelegt werden muss. Aus diesem Grund regen Anlagenbetreiber die Vereinbarung von Standards bezüglich des Nachweisverfahrens und des zeitlichen Ablaufs an.

Zur Klärung von Streitigkeiten in Bezug auf den Netzanschluss und Netzausbau wurde in § 10 Abs. 3 EEG die Einrichtung einer **Clearingstelle** beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) festgelegt. Die Clearingstelle ist mit dem 2003 erfolgten Wechsel der federführenden Zuständigkeit für erneuerbare Energien nunmehr beim BMU angesiedelt. Vertreten sind Verbände und Unternehmen der Erneuerbaren Energien und der Energiewirtschaft. Die Arbeitsweise der Clearingstelle beruht auf dem Konsensprinzip – verbindliche Aussagen können nicht getroffen werden, d. h. ein eventuell nötiger Rechtsweg kann nicht ersetzt werden. Daher wird die Wirkung teilweise als unzureichend eingeschätzt /32/.

4.4.3 Genehmigungsverfahren / Genehmigungsbehörde

Im Rahmen der Umsetzung der BiomasseV sind die Genehmigungsbehörden dann gefragt, wenn es um die Zulassung von genehmigungspflichtigen Anlagen gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) geht. Zu den Aufgaben der Genehmigungsbehörde,



gehört die Beratung, welche Unterlagen und ggf. Voruntersuchungen (im Rahmen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)) für den Standort im **Genehmigungsverfahren** benötigt werden und eine Vorprüfung, ob die geplante Anlage am vorgesehenen Standort genehmigungsfähig ist /30/. Sowohl der Antragsteller als auch die Genehmigungsbehörde haben einen wesentlichen Einfluss auf die Dauer des Genehmigungsverfahrens. Für ein zügiges Genehmigungsverfahren ist eine frühzeitige Information der Genehmigungsbehörde und eine rechtzeitige Beteiligung aller Fachbehörden und Gutachter erforderlich. Von Seiten der Anlagenplaner und -betreiber wird eine Straffung des Genehmigungsverfahrens für möglich gehalten. So wird es z. B. teilweise so gesehen, dass die Umweltverträglichkeitsstudie (UVS) keine Erkenntnisse über die Auswirkungen der Anlage auf die Schutzgüter liefert, die nicht bereits im Rahmen des BImSch-Verfahrens betrachtet werden /33/. Ein weiterer Punkt ist die unterschiedliche Handhabung oder Auslegung sowohl der gesetzlichen Rahmenbedingungen als auch im Ablauf der Genehmigungsverfahren zwischen den einzelnen Bundesländern und teilweise sogar zwischen den verschiedenen Behörden innerhalb eines Bundeslandes.

Je nach Anlagengröße ist mit Inkrafttreten der neuen TA Luft ggf. eine **Vorbelastungsmessung** erforderlich. In Abhängigkeit von den gestellten Anforderungen kann durch die UVP / Vorbelastungsmessung eine nicht kalkulierbare Zeitverzögerung entstehen. Des Weiteren lassen sich Erfahrungen über den Genehmigungsablauf nicht zwangsläufig von einem Standort auf den nächsten übertragen. Dieses ist jedoch eine allgemeine Problematik bei genehmigungsbedürftigen Anlagen /31/.

4.4.4 Zeitliche Befristung

Biomasse(heiz)kraftwerke, in denen Altholz, das halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung (A III) oder Rückstände von Holzschutzmitteln (A IV) enthält, eingesetzt wird, können nur die Vergütung nach EEG erhalten, wenn sie spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten der BiomasseV (bis zum 27.06.2004) gemäß BImSchG zur Errichtung und zum Betrieb genehmigt werden. Einige Anlagenplaner geben zu bedenken, dass u. a. durch langwierige Genehmigungsverfahren (auch auf Grund von Bürgerinitiativen, die sich gegen eine Realisierung des Vorhabens richten) diese Zeitfrist nicht immer einzuhalten ist. Dagegen wird von den Genehmigungsbehörden die Einhaltung der Frist für möglich gehalten. Eine Alternative wäre, den Zubau der Anlagen nicht per Gesetz zu regeln, sondern durch den



Markt. So zeigt sich deutlich, dass die bereits zur energetischen Nutzung verplante Altholzmenge größer ist als das zur Verfügung stehende Potenzial (siehe Abschnitt 4.1.3). Kleinere Anlagen sind durch den überwiegenden Einsatz von Altholz der Kategorien A I (naturbelassen) und A II (behandeltes Holz ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel) von dieser Regelung ohnehin nicht betroffen. Abb. 21 zeigt einige Beispiele für die Gesamtrealisierungsdauer (von der Konzeption bis zur Inbetriebnahme) eines Biomasse(heiz)kraftwerks und die darin enthaltene Dauer des Genehmigungsverfahrens.

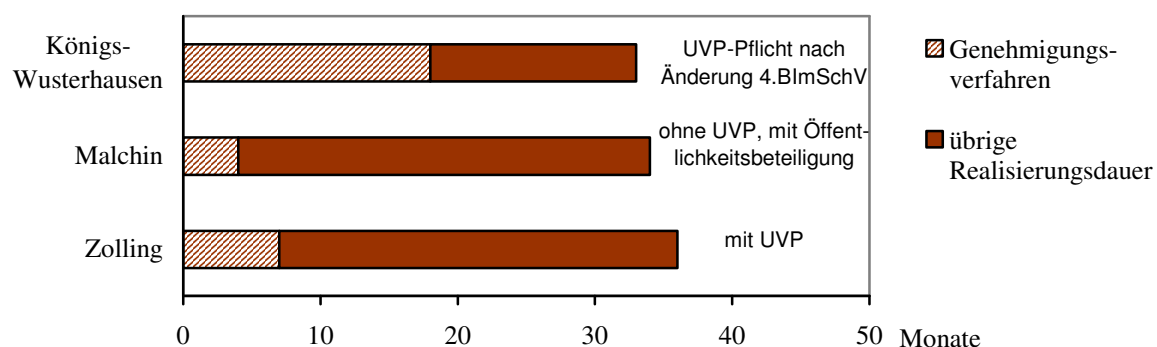


Abb. 21: Dauer des Genehmigungsverfahrens und Gesamtrealisierungsdauer /34/, /31/, /35/

Während es bei der Realisierungsdauer der Projekte nur geringe Unterschiede gibt (ca. 32 bis 36 Monate), unterscheidet sich die **Dauer des Genehmigungsverfahrens** z. T. erheblich. Die vergleichsweise zügige Erteilung der Genehmigung für die Anlage Malchin innerhalb von ca. 4 Monaten mit Öffentlichkeitsbeteiligung, aber ohne UVP zeigt beispielhaft ein hohes Maß an Einsatz und Unterstützung bei der Genehmigungsbehörde und den zuständigen Fachbehörden /31/. Beim Biomassekraftwerk Königs-Wusterhausen wurde u. a. auch auf Grund der anfangs unklaren Endfassung von BiomasseV und AltholzV (Brennstoffbeschaffung, Beprobung etc.) die Möglichkeit genutzt, die Beantragung der Genehmigung in die 1. Teilgenehmigung zur Errichtung und die 2. Teilgenehmigung zum Betrieb zu unterteilen. Dadurch dauerte das Genehmigungsverfahren insgesamt ca. 18 Monate /34/.

4.4.5 Vergütung / Wirtschaftlichkeit / Brennstoffmarkt

Der gegenüber der bisherigen Einspeisevergütung des Stromeinspeisegesetzes deutlich höhere und über die Jahre unveränderte Strompreis des EEG führte zu einer deutlichen Verbesserung



der Wirtschaftlichkeit bestehender und geplanter Anlagen (siehe Abschnitt 4.3.2). Dadurch befinden sich heute eine Vielzahl von Biomasse(heiz)kraftwerken in der Planungs- und Realisierungsphase. Als wirtschaftlicher Brennstoff kommt jedoch derzeit (fast) nur Altholz in Frage. Der Einsatz von Waldrestholz, landwirtschaftlichen Nebenprodukten, speziell angebauten Energiepflanzen und z. T. auch von Industrierestholz ist i. Allg. nicht wirtschaftlich und wird daher nicht vorgesehen. Um eine hohe wirtschaftliche Flexibilität der Brennstoffversorgung zu gewährleisten, werden in der Regel Anlagen gemäß 4. BImSchV Nr. 8.1, d. h. Anlagen, die Altholz der Kategorien bis A IV einsetzen und damit der 17. BImSchV unterliegen, geplant und realisiert. In Folge der Vielzahl von Vorhaben und der bevorzugten Anlagengröße von 20 MW installierter elektrischer Leistung ist ein verstärkter **Wettbewerb um Alt- und Gebrauchtholz** entstanden, der sich bereits heute durch steigende Preise bemerkbar macht (siehe Abschnitt 4.1.3). Folglich ist zu erwarten, dass die Anzahl der realisierten Anlagen durch die eingeschränkt wirtschaftliche Verfügbarkeit von Alt- und Gebrauchtholz begrenzt bleiben wird. Damit wäre die Wirkung des EEG im Bereich Biomasse unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen weitgehend ausgeschöpft /31/.

Derzeit beinhaltet das EEG für den Bereich Biomasse keine Preisstaffelung nach Brennstoffart und nur eine geringe Preisstaffelung nach Anlagengröße. Anlagen mit einer hohen installierten elektrischen Leistung (bis max. 20 MW) werden durch die Regelungen des EEG begünstigt, kleine Anlagen dementsprechend benachteiligt. Um das Potenzial der Stromerzeugung aus Biomasse auch für andere Biomasse-Brennstoffe wie Waldfrischholz, Stroh oder Energiepflanzen zu erschließen und um den regionalen Bezug der Anlagen zu stärken, sind daher eine stärkere **Differenzierung** der Vergütungssätze und eine **Erhöhung der Vergütung** für kleinere Anlagen sowie für den Einsatz anderer Biomasse-Brennstoffe erforderlich. Bei einer erhöhten Vergütung für land- und forstwirtschaftliche Brennstoffe dürfte zunächst Waldrestholz erschließbar werden.

4.4.6 Ungenügende Wärmenutzung

Bisherige Erfahrungen zeigen, dass Biomasse(heiz)kraftwerke, die nach EEG und BiomasseV initiiert wurden, meist auf die **alleinige Stromerzeugung** ausgerichtet sind, da die Möglichkeit einer Wärmeauskopplung u. a. mit den dadurch verringerten Stromerlösen konkurriert. Dies hat zur Folge, dass insbesondere für die Lieferung von Prozessdampf an industrielle Abnehmer eine Wärmelieferung nur unter günstigen Konstellationen wirtschaftliche Vorteile



gegenüber der Verstromung aufweist (z. B. beim Biomasseheizkraftwerk in Pfaffenhofen). Im Sinne einer nachhaltigen Energiewirtschaft sollte jedoch der Gesamtwirkungsgrad einer Anlage betrachtet werden. Der Gesamtwirkungsgrad ist in erster Linie von der Einbindung der Anlage, d. h. der Auskoppelung und Nutzung der neben dem Strom zusätzlich erzeugten Wärme abhängig. Dabei bildet das Anlagenkonzept die wesentliche Komponente zur Erreichung eines hohen Gesamtnutzungsgrades. Durch die Nutzung der ausgekoppelten Wärme lässt sich der Gesamtwirkungsgrad verdoppeln bis verdreifachen. Für eine verstärkte Wärmenutzung muss daher über die Schaffung von Anreizen nachgedacht werden. Diese könnten entweder in einer gesonderten Regelung (Vergütung für Wärmeinspeisung aus erneuerbaren Energien allgemein) oder durch eine erhöhte Vergütung von KWK-Strom im Rahmen des EEG erfolgen. Bei einer erhöhten Vergütung im Rahmen des EEG ist zu beachten, dass eine Erhöhung des Gesamtnutzungsgrades nur dann erreicht wird, wenn die Wärme tatsächlich *zusätzlich* genutzt wird, d. h. nicht zur Deckung der Eigenenergienachfrage für den Prozess benötigt und umfassend für die Deckung einer zusätzlichen Wärmenachfrage außerhalb der Anlage eingesetzt wird. Festbrennstoffanlagen haben i. Allg. eine geringe Eigenwärmenachfrage und produzieren beispielsweise in einem elektrischen Leistungsbereich um die 5 MW bereits erhebliche Wärmemengen, deren Unterbringung schon bei der Anlagenkonzeption und -planung beachtet werden muss¹⁰. Mit diesen vergleichsweise großen verfügbaren Wärmemengen ist auch ein größerer konzeptioneller und technischer Aufwand (Auffinden von Wärmeabnehmern, Aufbau von Netzen zur Wärmeverteilung) verbunden.

Vereinzelte wird von den Behörden als Genehmigungsvoraussetzung eine Abgabe von **Nutzwärme an Dritte gefordert**. Als Begründung werden § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG (sparsame und effiziente Energienutzung) und § 6 Abs. 2 Nr. 3 KrW-/ AbfG (Abfälle können nur verwertet werden, wenn die entstehende Wärme selbst genutzt oder an Dritte abgegeben wird) genannt. Hieraus wird bei Altholz-Kraftwerken geschlossen, dass ohne Nutzwärmeabgabe an Dritte Altholz nicht verwertet werden könne. Die Nutzung der Wärme zur Stromerzeugung wird zur Erfüllung des Kriteriums einer energetischen Verwertung als nicht ausreichend betrachtet. Diese Argumentationen der Genehmigungsbehörden sind zwar nur vereinzelt anzutreffen, doch wäre eine Klarstellung für die Anlagenbetreiber sehr hilfreich.

¹⁰ Biogasanlagen haben dagegen eine erhebliche Eigenwärmenachfrage (ca. 40% der erzeugten Wärme wird zur Beheizung des Fermenters benötigt). Zusätzlich produzieren sie in einem typischen elektrischen Leistungsbereich von 0,05 bis 0,7 MW vergleichsweise geringere Wärmemengen, die aber auch in vielen Fällen aufgrund einer mangelnden Wärmenachfrage vor Ort nicht genutzt werden können (siehe Abschnitt 5.1.4).



Biomassekraftwerke, die den Anforderungen der BiomasseV entsprechen, erfüllen auch als reine Stromerzeugungsanlagen die genannten Anforderungen des BImSchG und KrW-/ AbfG, obwohl im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung eine Wärmenutzung natürlich wünschenswert wäre /31/.

4.5 Zusammenfassung

Wesentliche Aussagen im Bereich der energetischen Nutzung fester Bioenergieträger können wie folgt zusammengefasst werden:

- Gegenwärtig erzeugen etwa 80 Biomasse(heiz)kraftwerke rund 1,7 TWh/a elektrische Energie (November 2003). Der Anlagenbestand und die installierte elektrische Leistung werden selbst bei einer moderaten Realisierungsabschätzung in den nächsten zwei Jahren (erheblich) ansteigen; bei der Stromerzeugung ist mit einer Verdopplung auf ca. 2,6 TWh/a im Jahr 2005 zu rechnen.
- Der Zubau wird tendenziell aufgrund der besseren Wirtschaftlichkeit und der vorhandenen Technik durch Biomasse(heiz)kraftwerke im größeren Leistungsbereich (15 bis 20 MW_{el}) bestimmt. Kleine Biomasse(heiz)kraftwerke (bis ca. 10 MW_{el}) können bei der derzeitigen Vergütung nach EEG nur unter besonderen Umständen, z. B. in Sägewerken oder in der Holzwerkstoffindustrie wirtschaftlich betrieben werden.
- Als Brennstoff (z. Zt. ca. 3,5 Mio. t/a) kommt (fast) ausschließlich Altholz zum Einsatz, da es kostengünstiger ist als naturbelassene Biomasse und aufgrund der bereits vorhandenen Marktstrukturen wirtschaftlicher bereitgestellt werden kann. Selbst im großen Anlagenbereich rechnet sich der alleinige Einsatz naturbelassener Biomasse derzeit nicht. Es werden ca. 50 % der energetisch nutzbaren Altholzmenge, aber insgesamt nur etwa 8 % des Brennstoffpotenzials an holzartigen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen genutzt.
- Die Nutzung der anfallenden Wärme hat i. Allg. nur eine untergeordnete Bedeutung, da eine Wärmeauskopplung mit den dadurch verringerten Stromerlösen konkurriert oder (und das ist oft der Fall) keine Abnahmemöglichkeiten für die anfallende Niedertemperaturwärme vor Ort bestehen.
- Zur Stromerzeugung werden überwiegend konventionelle Energieumwandlungsverfahren genutzt; neue Technologien (thermochemische Vergasung, ORC-Anlagen, Stirling-Motoren ...) sind eher die Ausnahme.

5 Stromerzeugung aus gasförmigen Bioenergieträgern

5.1 Nutzung

Die Erhebung des Standes der energetischen Nutzung von Biogas sowie der Biogasanlagentechnik ist durch Befragungen von Herstellern, Genehmigungsbehörden, Energieagenturen sowie Förderstellen des Bundes und der Länder durchgeführt worden. Neben relevanten Daten wie Baujahr, installierte elektrische und thermische Leistung, Fermentervolumina u. a. wurden auch Qualität und Quantität der jeweils eingesetzten Substratgemische ermittelt. Durch die Nutzung der Daten, die durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) für die Kreditvergabe im Rahmen des Marktanreizprogramms (MAP) erhoben werden, ist eine relativ genaue Analyse der Kosten- und Leistungsentwicklung für Biogasanlagen seit Inkrafttreten des MAP und EEG möglich. Alle erhobenen Daten sind in einer Datenbank archiviert.

5.1.1 Anlagenbestand

Seit dem Start des MAP und dem Inkrafttreten des EEG ist eine deutliche Zunahme der Biogasanlagenanzahl zu verzeichnen (Abb. 22). Ausgehend von etwa 850 in Betrieb befindlichen Anlagen (Ende 1999) hat sich deren Anzahl bis zum Sommer 2003 auf etwa 1 700 Anlagen verdoppelt.

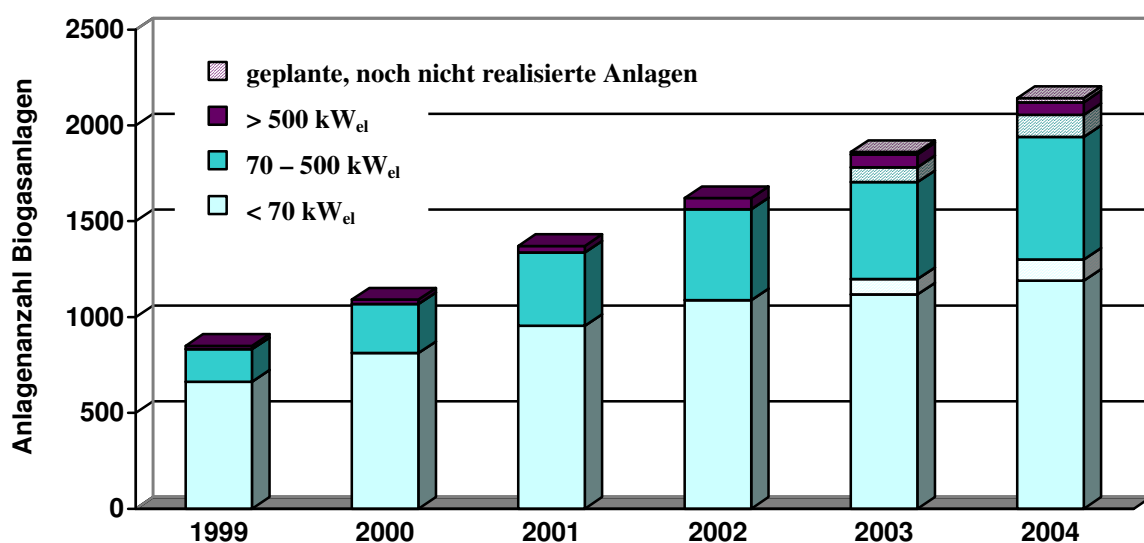


Abb. 22: Anlagenbestand Biogasanlagen – Stand (August 2003) und mögliche Entwicklung (Datenbasis KfW)



Von September 1999 bis Juli 2003 wurden von der KfW im Rahmen des MAP 740 Zusagen für zinsgünstige Kredite zum Bau von Biogasanlagen erteilt¹¹. Von Frühjahr bis Juli 2001 wurde zusätzlich ein Teilschulderlass für alle Biogasanlagen gewährt. Seit Frühjahr 2002 wird nur noch für Anlagen bis zu einer Leistung von 70 kW_{el} ein Teilschulderlass (als fixer Zuschuss in Höhe von 15 000 €) gewährt /36/. Insgesamt (Teilschulderlass und zinsgünstige Kredite) wurden von der KfW für den Bau von Biogasanlagen von September 1999 bis Ende Juli 2003 Kredite i. H. v. ca. 211 230 000 € zugesagt. Das entspricht 73 % der im MAP zugesagten Kredite. Die restlichen 27 % entfallen auf Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse, Wasserkraftanlagen und geothermische Anlagen /37/.

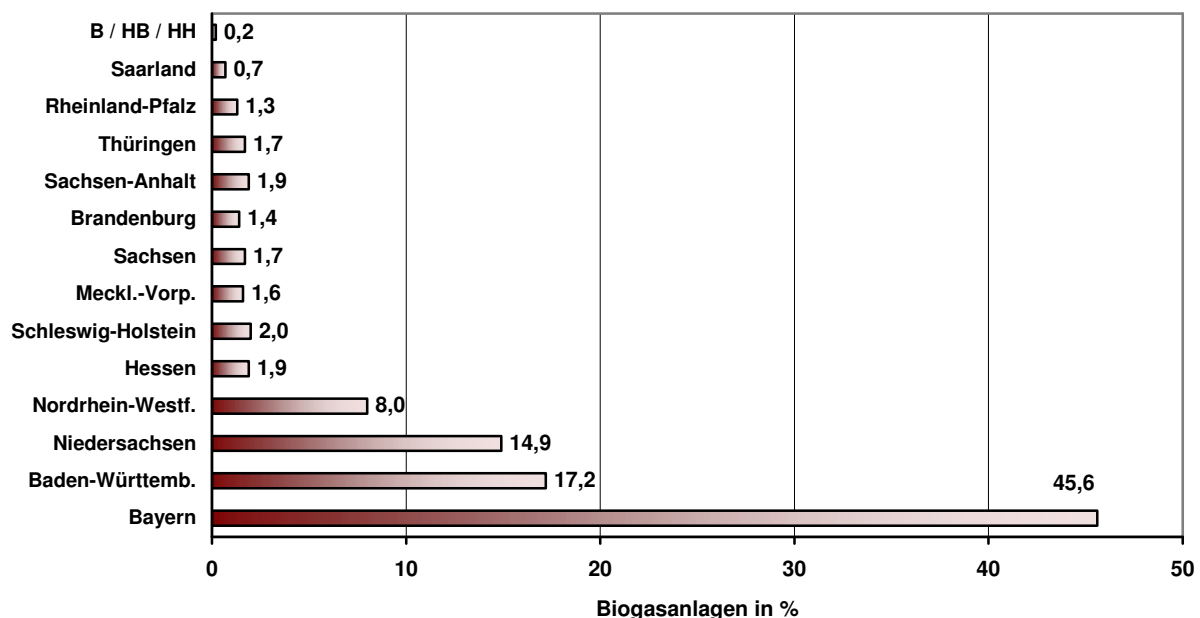


Abb. 23: Anteil des Biogasanlagenbestandes der Bundesländer am gesamten Anlagenbestand (Datenbasis KfW) /37/

Abb. 23 zeigt den **Anteil** des Biogasanlagenbestandes der einzelnen **Bundesländer** am Gesamtanlagenbestand. Für die Auswertung wurden mehrere Quellen auf Länderebene abgeglichen, um möglichst realitätsnahe Daten zu gewinnen. Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der unterschiedlichen Berücksichtigung von gewerblichen bzw. kommunalen Vergärungsanlagen, die tierische Exkrementen nur in geringem Umfang oder überhaupt nicht verarbeiten. Die Anzahl dieser Biogasanlagen, die überwiegend Bioabfälle aus Kommunen und der Industrie vergären, beträgt bundesweit etwa 60. Des Weiteren gibt es besonders in

¹¹ Die Anzahl der zugesagten Kredite muss nicht exakt der Anzahl der realisierten Anlagen entsprechen.



Bayern und Baden-Württemberg eine Anzahl vornehmlich sehr kleiner Anlagen, die noch nicht erfasst wurden. Ihre Zahl wird auf etwa 100 geschätzt /37/. Insgesamt zeigt sich eine sehr ungleichmäßige Verteilung in Deutschland; die meisten Anlagen stehen in Bayern (45,6 %), gefolgt von Baden-Württemberg (17,2 %) und Niedersachsen (14,9 %).

5.1.2 Leistungsentwicklung

Bei der Anlagenleistung geht der Trend eindeutig zu größeren Leistungsbereichen hin (Abb. 24). Ende 1999 betrug die durchschnittlich pro Anlage installierte elektrische Leistung etwa 53 kW_{el} und damit die elektrische Gesamtleistung aller Anlagen ca. 45 MW_{el}. Für die seit September 1999 (Start des MAP) neu errichteten Anlagen wurde eine mittlere Leistung von etwa 150 kW_{el} ermittelt (Berechnungen IE auf Datenbasis KfW). Damit kann bis Mitte 2003 insgesamt von einer durchschnittlichen installierten elektrischen Leistung von über 100 kW_{el} und einer daraus resultierenden Gesamtleistung aller Biogasanlagen von über 175 MW_{el} ausgegangen werden. Auch hier sind zwischen den verschiedenen Bundesländern auf Grund unterschiedlicher Agrarstrukturen und der damit verbundenen Unterschiede in den Größen der landwirtschaftlichen Betriebe deutliche Schwankungen feststellbar. Abb. 25 zeigt ein Gefälle von Nord- nach Süd- und von Ost- nach Westdeutschland. Bei Annahme von ca. 6 500 Volllaststunden / Jahr werden durch Biogasanlagen in Deutschland damit etwa **1,1 TWh/a Strom** erzeugt (Stand: August 2003).

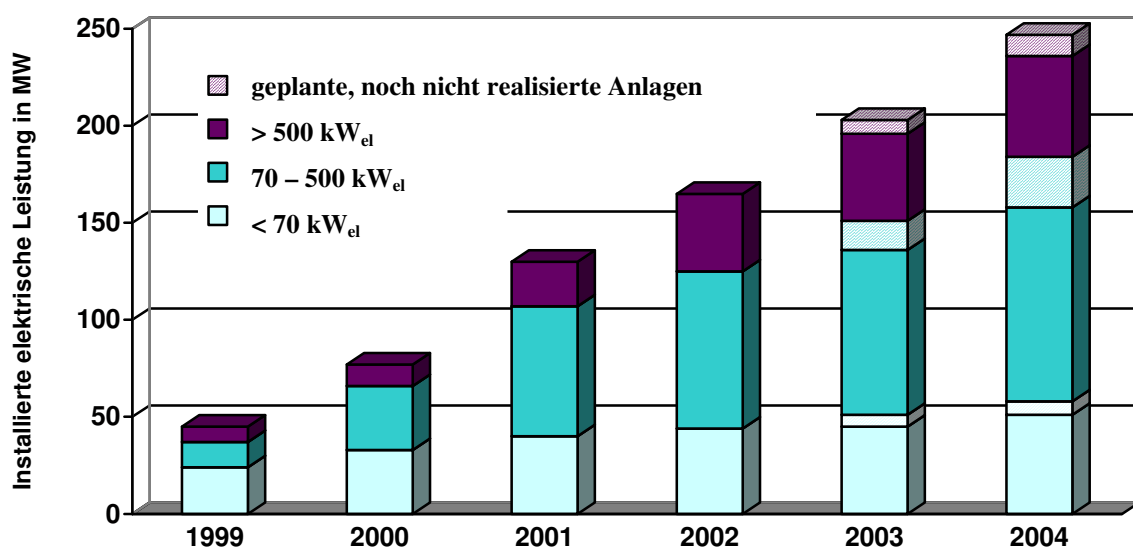


Abb. 24: Installierte elektrische Leistung aus Biogasanlagen – Stand (August 2003) und mögliche Entwicklung

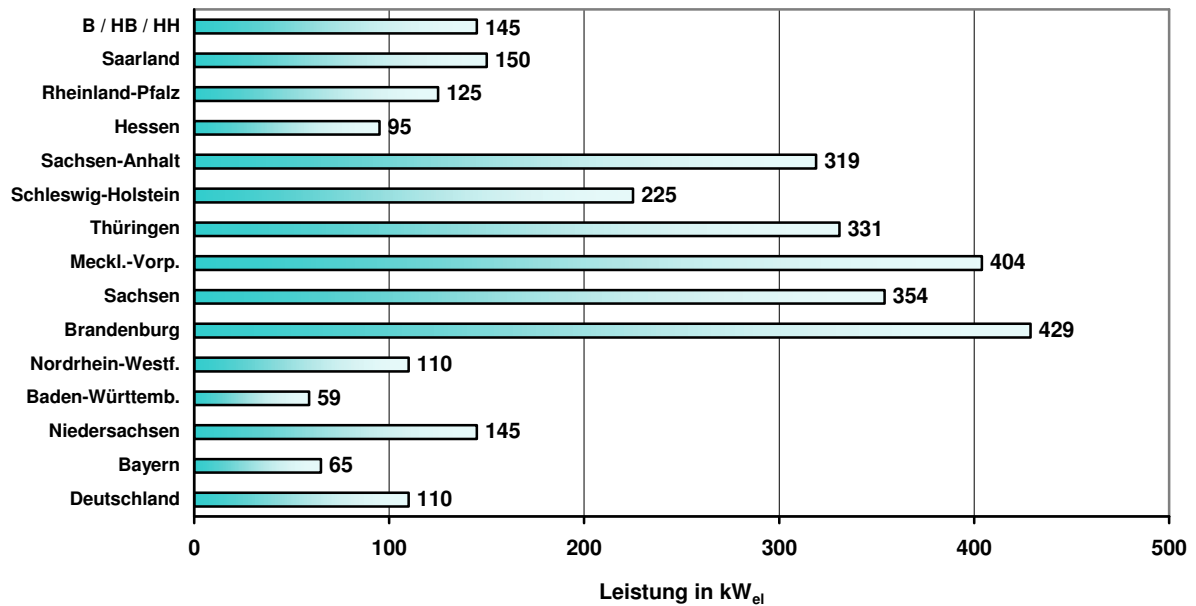


Abb. 25: Durchschnittlich installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen in den Bundesländern und in Deutschland (Datenbasis KfW) /37/

Betrachtet man die installierte elektrische Gesamtleistung der Biogasanlagen in den jeweiligen Bundesländern (Abb. 26) so liegt auf Grund der Vielzahl der realisierten Anlagen der Schwerpunkt in Bayern. Des Weiteren zeigt sich, dass die neuen Bundesländer trotz einer relativ geringen Anlagenanzahl einen erheblichen Anteil an der elektrischen Gesamtleistung aufweisen.

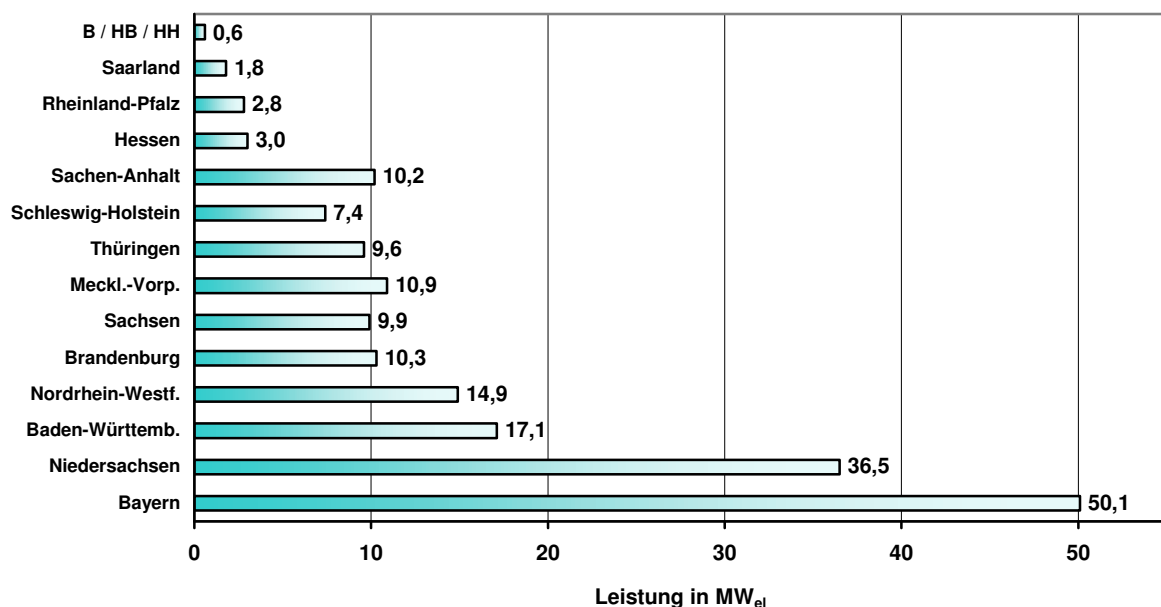


Abb. 26: Installierte elektrische Gesamtleistung der Biogasanlagen in den Bundesländern /37/



5.1.3 Substrateinsatz

Als **Basissubstrate** werden, regional teilweise abweichend, hauptsächlich Wirtschaftsdünger (Rinder- und Schweinegülle, Rinderfestmist) eingesetzt. Alle Arten von Trockenkot und Geflügelexkrementen spielen bis auf regionale Schwerpunkte bei der Gesamtbetrachtung eine eher untergeordnete Rolle, obwohl in diesem Bereich Potenziale vorhanden sind. Teile des Aufkommens an tierischen Exkrementen sind aufgrund einer Vielzahl unterschiedlichster Restriktionen für die Biogasgewinnung nicht nutzbar.

In über 93 % der Biogasanlagen werden **Kosubstrate** mitvergoren. Hauptsächlich verarbeitet werden (in dieser Reihenfolge): Nachwachsende Rohstoffe (Futterrüben, Körnermais etc.), Ernterückstände (alle im landwirtschaftlichen Betrieb anfallenden Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle aus der Pflanzenproduktion), Rasenschnitt, Fettabscheiderinhalte, Backabfälle/Altbrötchen, Speiseabfälle/Bioabfälle/Landschaftspflegematerial, Futterreste aus der Landwirtschaft und Abfälle der Lebens- und Genussmittelproduktion (Schlempe, Treber, Obstreste, Melasse, Molkereireststoffe etc.). Der Trend geht dahin, dass in Biogasanlagen nur ein bis zwei verschiedene Kosubstrate in relativ konstanten Mengen und bei angestrebter gleichmäßiger Beschickung verarbeitet werden. Dies verspricht auf längere Sicht einen stabileren Gärprozess mit höherer und gleichmäßigerer Gasausbeute. Die zugeführte Menge an Kosubstraten schwankt je nach Biogasanlage durchschnittlich zwischen 20 und 50 %.

Eine Ursache für den gegenwärtigen Trend zu Anlagen mit höheren installierten Leistungen (siehe Abschnitt 5.1.2) ist u. a., dass kleinere Anlagen oft nur durch Zugabe von Kosubstraten wirtschaftlich betrieben werden können. Auf Grund der entstandenen Konkurrenzsituation ist gegenwärtig jedoch eine längerfristige, kontinuierliche Bereitstellung von Kosubstraten kaum noch sicher zu stellen. Konnten bis vor etwa 1½ Jahren für die Annahme von Reststoffen und Abfällen z. B. aus der lebensmittelbe- und -verarbeitenden Industrie teilweise noch erhebliche Entsorgungserlöse erzielt werden, so tendieren diese derzeit gegen Null.

5.1.4 Stand der Technik / Innovation

Biogasanlagen werden in Deutschland seit über 80 Jahren vornehmlich in der Landwirtschaft betrieben. Das Kernstück der Anlage stellt nach wie vor ein gasdichter **Fermenter** dar, der



bei einer festen Temperatur (meist im mesophilen Bereich) betrieben wird. Dabei kommen Pfpfenstromreaktoren oder vlldurchmischte Fermenter zum Einsatz. Der Fermenter wird in der Regel diskontinuierlich oder quasikontinuierlich beschickt. Fast alle landwirtschaftlichen Biogasanlagen arbeiten nach dem Prinzip der Nassvergärung, wobei ca. 65 % der Anlagen einstufig und 30 % zweistufig betrieben werden. Neben dem Reaktor mit Ausrüstung gehören heute zu einer Biogasanlage weiterhin ein Zwischenlager für ausgefaultes Substrat, welches nicht direkt verwertet werden kann, Pumpen zur Beschickung und Entleerung des Reaktors, eine Aufbereitung, zu der Zerkleinerung, Vormischung, Mengenpufferung, Störstoffsortierung oder Hygienisierung gehören können, eine Gasstrecke mit Zähler, Kondensatabscheider, Entschwefelung, Sicherheitstechnik und Speicher sowie in aller Regel ein **Blockheizkraftwerk** (BHKW) zur Produktion von Strom und Wärme aus dem Biogas. Das BHKW wird mit Zündstrahlmotor oder Gas-Otto-Motor betrieben. Die durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrade liegen zwischen 30 und 35 %.

Aufgrund der unterschiedlichen Verfahrensstufen und der differenzierten Technik bei der Biogaserzeugung, die jede für sich Einfluss auf die biologische Biogasproduktion hat, wird an verschiedenen Punkten des Prozesses innovativ gearbeitet. Durch die Umsetzung des aktuellen EEG-Novellierungsvorschlages könnten **Innovationen** im Bereich der Biogasnutzung einen erheblichen Entwicklungsschub erfahren.

Ein Kernpunkt der Entwicklung ist die Beschleunigung der biologischen **Biogasfreisetzung**. Hier wird an der Anwendung und Weiterentwicklung von Desintegrationsverfahren (Ultraschall, Kavitation u. a.) gearbeitet, um der Hydrolyse ein besser aufgeschlossenes Substrat zur Verfügung zu stellen und im Gesamtprozess zum Einen schneller die Biogasproduktion und zum Anderen einen höheren Abbaugrad zu erreichen. Darüber hinaus wird vielerorts an der Entwicklung von **automatischen Prozesssteuerungen** für den Fermentationsprozess gearbeitet, um in Abhängigkeit der Situation der Prozessbiologie die Substratzufuhr zu regeln. Auch wird eine Gesamtprozessautomatisierung und **Anlagenstandardisierung** angestrebt.

Zunehmend wird auf die Vergärung von Silagen (Gras, Mais) oder Rüben von Stilllegungsflächen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen nicht nur zur besseren Auslastung der Anlage sondern als alleiniges Substrat hingearbeitet. In diesem Zusammenhang könnte die **Trockenvergärung** eine wichtige Rolle spielen.

Beim **BHKW** wird bei den aktuell angewendeten Zündstrahlaggregaten und Gas-Otto-Motoren an der Erhöhung des Wirkungsgrades und an der Substituierung von Diesel durch



regenerative Kraftstoffe gearbeitet. Alternative Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen könnten schon bald mit Mikrogasturbinen oder Stirlingmotoren betrieben werden. Die Anwendung von Brennstoffzellen für die Biogasnutzung wird untersucht und in verschiedenen Pilotvorhaben erprobt; eine breitere Markteinführung wird jedoch noch einige Jahre dauern.

Parallel dazu wird intensiv an Innovationen zur Reinigung von Biogas auf Erdgasqualität gearbeitet um dieses "**Green-Gas**" in Erdgasnetze einspeisen und in zentraleren Kraftwerken mit weit höherem Wirkungsgrad in elektrische Energie wandeln zu können. Die Biogasaufbereitung und die Kompression des Gases sind jedoch sehr energieaufwändig. In Deutschland müssen die im DVGW-Merkblatt G 260/262 festgelegten Anforderungen hinsichtlich Reinheit und Brenneigenschaften des Gases eingehalten werden. Auch fehlen für eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz z. Zt. noch gesetzliche Regelungen sowie kostengünstige technische Lösungen. So ist beispielsweise die Berücksichtigung der Biogaseinspeisung in der EU-Gasrichtlinie (98/30/EG Artikel 7(2) und Artikel 10(2)) sowie bei der Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes derzeit noch offen. Geklärt werden müsste auch, ob dann die Notwendigkeit einer Einspeisevergütung, analog zum EEG, besteht. Ein wesentliches Problem ist die Anbindung der Biogasanlagen an das vorhandene Erdgasnetz hinsichtlich der infrastrukturellen Gegebenheiten. Biogasanlagen stehen überwiegend im ländlichen Raum; der damit oft notwendige Bau einer Gasleitung als Anschluss zum vorhandenen Netz ist mit hohen Kosten verbunden.

Die Erhöhung der Energiedichte von Biogas zur Steigerung der Transportfähigkeit und -würdigkeit sowie für den Einsatz als **Kraftstoff** für mobile Anwendungen durch Umwandlung in Methanol ist bislang erst im Versuchsstadium. Wesentlich weiter sind die Pilotprojekte zur Herstellung von gasförmigem Fahrzeugtreibstoff aus Biogas fortgeschritten.

Ein großes Potenzial wird in der Nutzung der bei der Verstromung des Biogases anfallenden **Wärme** gesehen. Über den Generator wird neben der elektrischen Energie nutzbare Abwärme auf einem Temperaturniveau von etwa 80 bis 90 °C erzeugt. Für die Heizung des Fermenters werden etwa 30 bis 50 % der erzeugten Wärmemenge verbraucht. Derzeit hängt die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage zum Teil von dem Grad der Nutzung des Nebenproduktes „Abwärme“ ab. Übertragbare Konzepte zur Wärmeenergienutzung fehlen derzeit jedoch.



5.2 Wirtschaftlichkeit

Insbesondere der (nicht) wirtschaftliche Betrieb kleiner Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich wurde in der Vergangenheit oft diskutiert. Anhand der Stromgestehungskosten wird deshalb nachfolgend die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen (aktuelle EEG-Vergütung) dargestellt. Dazu werden auch die Investitionskosten der bis jetzt errichteten Anlagen ausgewertet.

5.2.1 Investitionskosten

Die für die technische Ausrüstung einer Biogasanlage erforderlichen Investitionen können auf die installierte elektrische Leistung, einen Kubikmeter Fermentervolumen oder auf eine Großvieheinheit (GV) bezogen werden. Mit diesen Größen werden Parameter wie Substratqualität und -quantität, Gasausbeute, Temperaturbereich, Trockenmasseanteil etc. beschrieben.

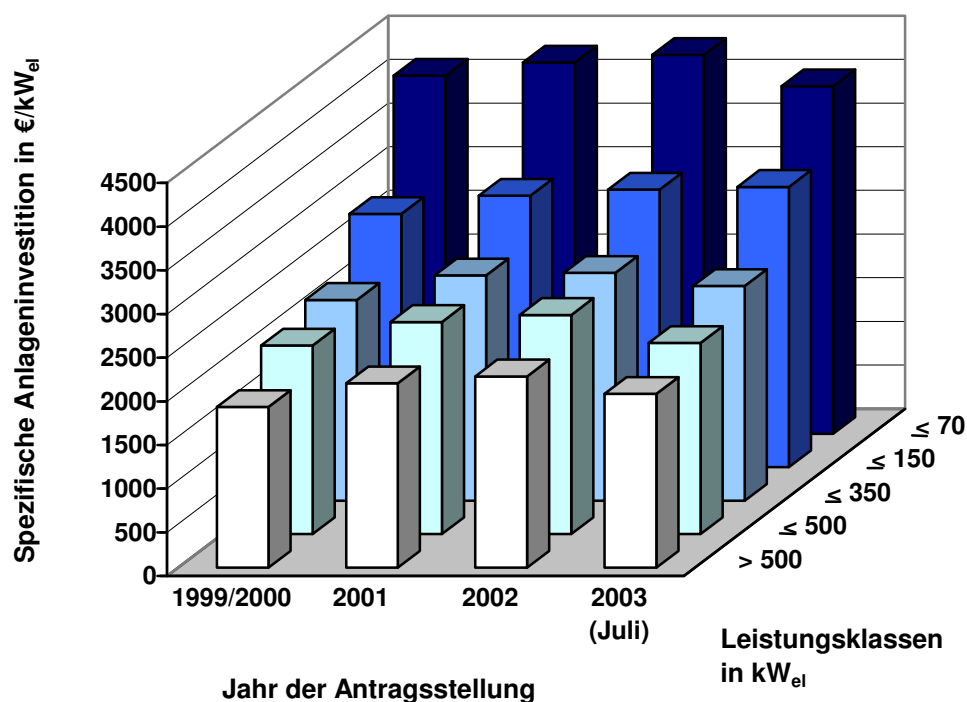


Abb. 27: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Biogasanlagen in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Leistung und dem Jahr der Baubeantragung (Datenbasis KfW) /37/



In Abb. 27 sind für den Zeitraum 1999/2000 bis 2003 die spezifischen Investitionskosten für Biogasanlagen in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Leistung (in Leistungsklassen) dargestellt. Dieser Auswertung liegen die Werte von über 700 durch die KfW finanzierten Anlagen zu Grunde und es sind alle Arten von Anlagen von der einfachen Einzelhofanlage bis zur modular gefertigten und schlüsselfertig übergebenen Biogasanlage mit einbezogen. So können die Investitionskosten bei einer bestimmten installierten elektrischen Leistung, u. a. auch auf Grund besonderer Anforderungen an die Technik bei bestimmten Substraten, z. T. erheblich voneinander abweichen. Grundsätzlich zeigt sich jedoch mit zunehmender Anlagenleistung eine **Kostendegression**, insbesondere im kleineren Anlagenbereich (bis etwa 350 kW_{el}). Innerhalb der einzelnen Leistungsklassen sind die spezifischen Investitionskosten bis 2002 stetig angestiegen. Ursachen dafür sind u. a. der Einsatz besserer Anlagentechnik, der Rückgang der Nutzung bestehender Einrichtungen und Eigenleistungen beim Bau, der steigende Einsatz teurer Mess- und Regelungstechnik sowie die Automatisierung von Teilabläufen der Biogasanlage.

Die Investitionskosten einer Biogasanlage lassen sich verschiedenen Komponenten zuordnen. In Abb. 28 werden die Anteile dieser Komponenten an den Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße verglichen. Zur technischen Ausrüstung gehören Pumpen, Rohrleitungen, Schieber, Gasstrecke, MSR-Technik, Teile der Elektroinstallation, evtl. Hygienisierung u. ä.. In der Komponente Fermenter sind Beheizung, Isolierung und Rührwerke bereits berücksichtigt. Bau- und Erdarbeiten fallen hauptsächlich bei der Errichtung des Fermenters an. Dabei sind auch eventuelle Einhausungen für das BHKW und den Gasspeicher, Leitwarten u. ä. enthalten. Im Kostenblock BHKW sind dessen Einbindung in das Stromnetz und eventuelle Heizkreise bereits berücksichtigt.

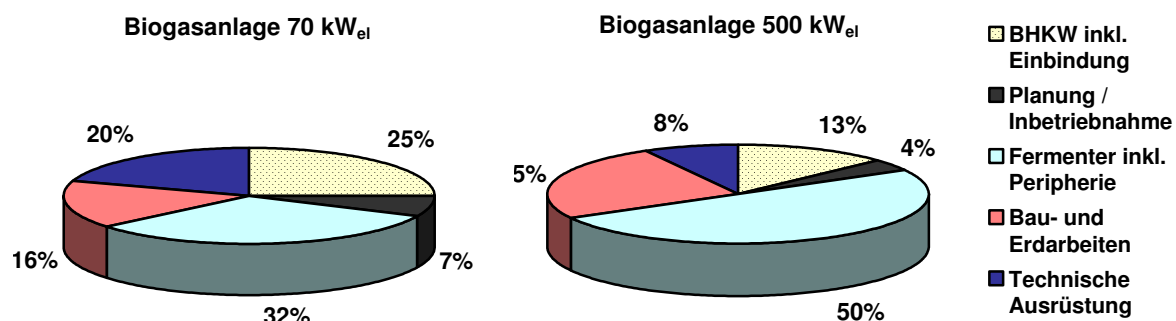


Abb. 28: Anteile verschiedener Bauleistungen an den Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße – Durchschnittswerte realisierter Anlagen /38/, /39/



5.2.2 Stromgestehungskosten

Die Berechnung der Stromgestehungskosten für Biogasanlagen erfolgt für das Anlagenspektrum von 50 bis 1 000 kW_{el}. Für die Substratkosten werden zum Einen ein fast ausschließlicher Einsatz von Gülle (95 %) und zum Anderen der Einsatz von 1/3 Gülle und 2/3 Kosubstrat aus nachwachsenden Rohstoffen angenommen. Für Gülle wird ein kostenneutraler Bezug (0 €/t) zu Grunde gelegt. Die Annahmen und Randbedingungen für die verschiedenen Anlagengrößen, die im Einzelfall in der Praxis abweichen können, sind in Tabelle 18 aufgeführt. Fördermöglichkeiten durch Bund bzw. Land (Teilschulderlass, zinsgünstige Darlehen etc.) bleiben unberücksichtigt. Von der anfallenden Wärme werden etwa 35 % für die Aufrechterhaltung des Vergärungsprozesses genutzt. Es wird angenommen, dass weitere 35 % wirtschaftlich genutzt und damit vergütet werden. Die Stromgestehungskosten werden mit der Annuitätenmethode berechnet; das Bezugsjahr für die Kosten ist 2003. Neben den zunächst real berechneten Kosten werden die nominalen Stromgestehungskosten abgeschätzt, da die Vergütungssätze des EEG nominal konstant sind, d. h. bei Berücksichtigung der Preissteigerungsrate real fallen würden.



Tabelle 18: Annahmen und Randbedingungen für die Modellfälle zur Berechnung der Stromgestehungskosten Biogas

Anlagengröße	kW _{el}	50	150	350	1 000	
Kalkulatorische Betrachtungsdauer	a	12	12	12	12	langlebige Anlagenteile (50 %): 20 a; Technik (50 %): 10 a; Motor: 5 a
Kalkulatorischer Mischzinssatz (real)	%	5,1	5,1	5,1	5,1	30 % Eigenkapital, 70 % Fremdkapital, Preissteigerung 2 %
Kosubstratkosten	€/t	30	30	30	30	Maissilage
Kosten Zündöl	€/l	0,37	0,37			
Zündölanteil	%	10	10			
Biogasausbeute	m ³ /t	25-200	25-200	25-200	25-200	Rindergülle: 25; Schweinegülle: 36; Maissilage: 202
Wärmevergütung	€/MWh	25	25	25	25	
Spez. Personalkosten	€/h T€/a	15	15	15		pro Person 50
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	3,5	3,5	3,5	3,5	auf Investitionskosten bezogen
Spez. Kosten Verwaltung, Versicherung, Pacht	%/a	1	1	1	1	auf Investitionskosten bezogen
Spez. Sonstige variable Kosten (Betriebsmittel)	%/a	0,5	0,5	0,5	0,5	auf Investitionskosten bezogen
Elektrische Leistung	MW	0,05	0,15	0,35	1,0	
Elektrischer Wirkungsgrad	%	30	33	34	36	
Vollbenutzungsdauer Strom	h/a	7 000	7 000	7 000	7 000	
Nutzwärme	%	35	35	35	35	Wärmeverkauf
Personalbedarf	h/a Mann	720	1 080	1 800		Verfügbarkeit: 360 d/a 2,5
Bruttoinvestition	T€	200	420	870	2 200	Daten nach KfW; siehe Abschnitt 5.2.1
Stromgestehungskosten, real						
95 % Gülle	Cent/kWh	14,0	9,6	7,5	7,5	
2/3 Nawaro-Kosubstrat	Cent/kWh	19,0	14,1	12,4	12,2	
Stromgestehungskosten, nominal						
95 % Gülle	Cent/kWh	16,0	10,9	8,6	8,6	
2/3 Nawaro-Kosubstrat	Cent/kWh	21,7	16,2	14,2	14,0	

In Abb. 29 sind die nominalen Stromgestehungskosten für die Stromerzeugung aus gasförmiger Biomasse in Abhängigkeit von der Anlagengröße dargestellt. Grundsätzlich zeigt sich eine **Degression** der Stromgestehungskosten, allerdings nur bis zu einer Anlagengröße von ca. 500 kW_{el}; darüber hinaus bleiben die Stromgestehungskosten nahezu konstant. Es

zeigt sich, dass Biogasanlagen, die (fast) ausschließlich Gülle als Substrat einsetzen zumindest im Bereich ab 100 bis 200 kW installierter elektrischer Leistung i. Allg. wirtschaftlich betrieben werden können. Dagegen ist, unabhängig von der Anlagengröße, bei einem überwiegendem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (hier 2/3) eine Wirtschaftlichkeit kaum möglich. Für sehr kleine Biogasanlagen ($< 50 \text{ kW}_{\text{el}}$) wird sich in einigen Fällen auch in naher Zukunft (selbst bei einer angenommenen moderaten Anhebung der Vergütungssätze) ein wirtschaftlicher Betrieb nur schwer realisieren lassen.

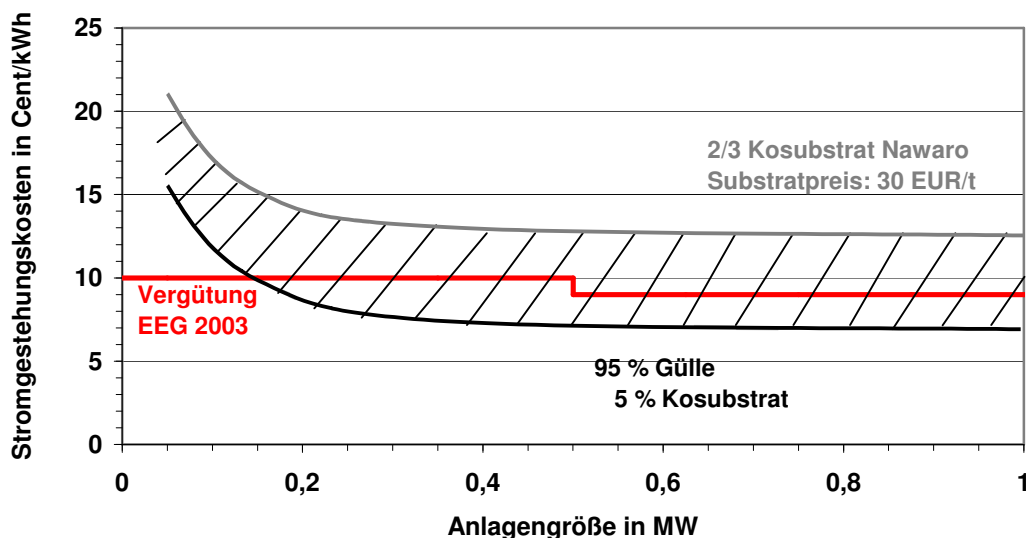


Abb. 29: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße und eingesetzten Biomasse; Annahme Kosubstratpreis: 30 €/t

Den Einfluss einzelner Randbedingungen und Annahmen auf den Stromgestehungspreis zeigt beispielhaft für eine $350 \text{ kW}_{\text{el}}$ – Biogasanlage Abb. 29 (Annahme 1/3 Kosubstrat aus nachwachsenden Rohstoffen). Einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten haben demnach der Anteil an Kosubstraten und daraus resultierend auch der Kosubstratpreis sowie die Vollbenutzungsstunden der Stromerzeugung. Ein um 5 €/t höherer Kosubstratpreis bewirkt eine Erhöhung des Stromgestehungspreises um ca. 1,1 Cent/kWh. Ein abnehmender Anteil des Kosubstrates führt schnell zu geringeren Stromgestehungskosten; im vorliegenden Modellfall würde sich unter den derzeitigen Rahmenbedingungen bis zu einem Kosubstratanteil von ca. 10 % eine Wirtschaftlichkeit erreichen lassen. Der Einfluss von Investitionskosten, Kosten für Personalbedarf, kalkulatorischer Betrachtungsdauer und kalkulatorischem Mischzinssatz auf die Stromgestehungskosten wurde ebenfalls untersucht und kann als gering eingeschätzt werden.

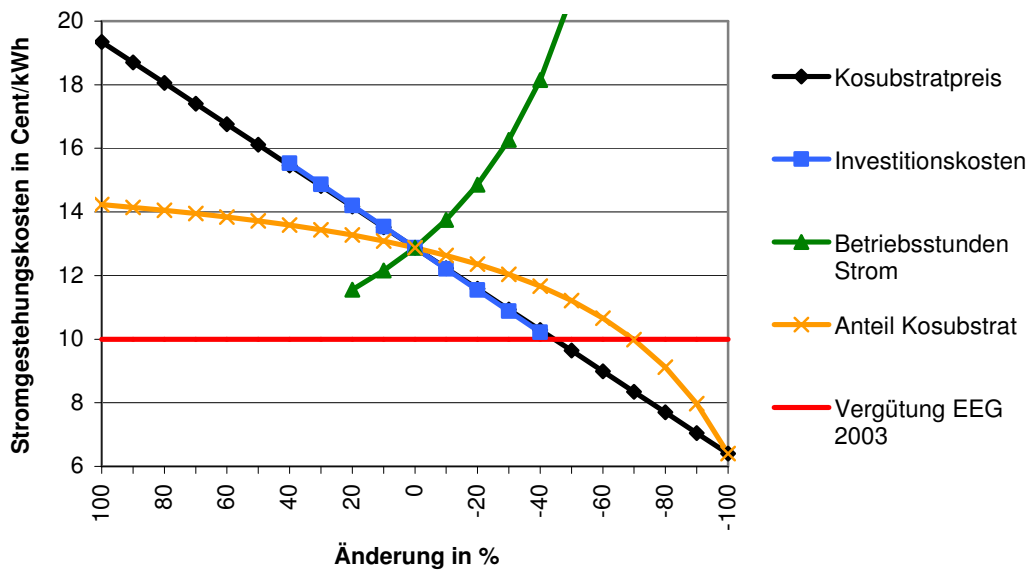


Abb. 30: Sensitivitätsbetrachtung einzelner Faktoren auf den Stromgestehungspreis bei einer Biogasanlage 350 kW_{el} (Randbedingungen Tabelle 18, 1/3 Kosubstrat aus nachwachsenden Rohstoffen)

5.3 Diskussionspunkte und Handlungsbedarf

Die Entwicklung der Biogasgewinnung und -nutzung ist hinter einigen Erwartungen zurückgeblieben. Ursachen dafür liegen in einer Reihe von Hemmnisse, die objektiv oder subjektiv die Errichtung von Biogasanlagen und die damit verbundenen Tätigkeiten erschweren. So ist bei der energetischen Nutzung gasförmiger Bioenergieträger außerhalb des Regelungsbereiches der BiomasseV ein sehr komplexes rechtliches Regelwerk zu beachten, das nicht selten zu Verzögerungen in der Umsetzung von Projekten führt. Insbesondere Bioabfallverordnung (BioAbfV), Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (EU-Hygieneverordnung) und Düngemittelverordnung (DüMV) hemmen den praktischen Betrieb bestehender und die Genehmigung neuer Biogasanlagen erheblich.

5.3.1 Anlagenbetrieb

In der **BioAbfV** sind umfangreiche **Hygieneanforderungen** für Bioabfallbehandlungsanlagen definiert, die aber speziell auf die Prozessführung in Kompostierungsanlagen ausgelegt und



damit für den praktischen Betrieb der Biogasanlagen nicht geeignet oder nicht umsetzbar sind. Von Betreiberseite wird kritisiert, dass die nachweislich hygienisierende Wirkung der thermophilen Prozessführung und der thermischen Vorbehandlung praktisch keine Beachtung findet. Durch die direkte Prozessprüfung (§ 3 Abs. 4 Nr. 1 BioAbfV), bei der definierte Keimträger in die Biogasreaktoren eingelegt werden müssen, soll die hygienisierende Wirkung des Prozesses nachgewiesen werden. Die hygienisierende Wirkung des Gärprozesses bei thermophiler Prozessführung ist seit vielen Jahren wissenschaftlich erwiesen. Deshalb ist unklar, weshalb jede Anlage einzeln überprüft werden muss. Vielmehr scheint es sinnvoller, wenn die Biogasanlagenhersteller die Eignung ihrer Systeme nachweisen und damit die direkte Prozessprüfung ersatzlos entfallen könnte. Die indirekte Prozessprüfung (§ 3 Abs. 4 Nr. 2 BioAbfV) soll den Nachweis erbringen, dass während der Behandlung die erforderliche Behandlungstemperatur eingehalten wird. Die bei thermophiler Prozessführung geforderte Mindesttemperatur von 55 °C für einen Zeitraum von mindestens 24 Stunden würde jedoch eine diskontinuierliche Beschickung der Biogasreaktoren erfordern, was einen stabilen Biogasprozess unmöglich macht. Zur Sicherstellung einer hinreichenden Hygienisierung der Bioabfälle besteht entweder die Möglichkeit der thermophilen Vergärung (Prozesstemperatur von mindestens 53 °C) oder der mesophilen Vergärung (Prozesstemperatur von mindestens 35 °C) in Kombination mit einer thermischen Behandlung (70 °C, 1 Stunde) vor bzw. nach der Vergärung. Die geforderten Analysen der Hygiene-Produktprüfung werden durchaus als sinnvoll und notwendig angesehen, die Häufigkeit der Prüfungen, die üblicherweise immer das gleiche Ergebnis bringen, stellen jedoch einen unnötigen Aufwand dar /40/.

Nach der **Verordnung (EG) Nr. 1774/2002** können künftig landwirtschaftliche Biogasanlagen, die tierische Kosubstrate verwenden, nur noch mit Hygienisierungseinrichtungen betrieben werden. Bei Umsetzung der Verordnung müssen viele Anlagen eine Zusatzinvestition tätigen oder ausschließlich auf die eigenen Biomasseressourcen zurückgreifen. Darüber hinaus ist die Investition in die Hygienisierungsstufe auch notwendig, wenn die eigenen Flächen für die Gärrestverwertung nicht ausreichen und die Gärrestausbringung auf Flächen mit fremden Eigentümern durchgeführt werden muss, obwohl hier kein Qualitätsunterschied des Gärrestes zu verzeichnen ist. Als besonderes Hindernis stellt sich dieser Sachverhalt für gemeinschaftlich betriebene Biogasanlagen dar.

Zur Auslastung und Optimierung des Anlagenbetriebes ist ein Mindestmaß an Prozess- und Technikverständnis notwendig. Häufig könnte die Energieproduktion aus Biomasse



erheblich gesteigert werden, wenn der Anlagenbetreiber die Biogasanlage, deren Effektivität weitgehend von den Mikroorganismen abhängt, als „lebendes System“ betrachten und entsprechend behandeln würde. Um dieses Hemmnis aus dem Weg zu räumen, wird der Besuch von **Betreiberschulungen**, die regional bereits erfolgreich durchgeführt wurden, als sehr hilfreich eingeschätzt.

5.3.2 Gärproduktverwertung

Die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage ist u. a. von der Vermarktung des Gärprodukts abhängig. Unter Beachtung abfall- und düngemittelrechtlicher Vorschriften können auf landwirtschaftlichen Nutzflächen die bei der Biogasgewinnung anfallenden Gärrückstände als Düngemittel verwertet werden. Die Zulässigkeit des Inverkehrbringens der Stoffe als Dünger regelt das Düngemittelrecht. Handelt es sich bei dem Material um **Wirtschaftsdünger** im Sinne von § 1 Nr. 2 des Düngemittelgesetzes (DüMG), also um Stoffe aus der landwirtschaftlichen Produktion wie Gülle, Jauche, Stallmist oder Stroh, so ist das Inverkehrbringen ohne weitere Voraussetzungen zulässig. Ist das Gärsubstrat dieser Kategorie nicht zuzuordnen, so liegt bei Einsatz von Sekundärmaterial (Kofermente) wie Bioabfälle oder Fettabscheiderinhalte ein **Sekundärrohstoffdünger** vor, dessen Inverkehrbringen nur nach der Düngemittelverordnung (DüMV) zulässig ist /6/. Wenn ausschließlich Nachwachsende Rohstoffe zugesetzt werden, bleibt das Gärsubstrat weiterhin Wirtschaftsdünger. In Deutschland werden in über 93 % der Biogasanlagen Kosubstrate mitvergoren.

Die bestehenden Regelungen in der **DüMV** und die aktuellen Diskussionen um Schadstoffgrenzwerte erschweren derzeit eine Vermarktung der Gärprodukte von Kovergärungsanlagen als Dünger. Gärrückstände sind als Düngemittel zugelassen, wenn zur Herstellung des Gärrückstands nur Stoffe verwendet wurden, die in der DüMV benannt sind. Hier ist jedoch nur ein Teil der seit vielen Jahren erfolgreich in Kovergärungsanlagen eingesetzten Stoffe aufgeführt, so dass die Mehrzahl der Gärrückstände derzeit zumindest im juristischen Sinne noch keine zugelassenen Düngemittel sind und damit nicht gewerblich in Verkehr gebracht werden dürfen. Es sind Fälle bekannt, in denen bereits Ausbringungsverbote für Gärprodukte verhängt wurden, die sogar zur vorübergehenden Anlagenstilllegung führten. Deshalb werden von den Anlagenbetreibern Regeln gefordert, welche die Zulässigkeit des Inverkehr-Bringens von festen und flüssigen Gärprodukten eindeutig klären. Außerdem ist für eine qualifizierte Vermarktung der Gärprodukte als Dünger eine Verbesserung des Images



erforderlich. Der Schwerpunkt der Diskussion muss sich auf die ökologischen und ökonomischen Vorteile der biologischen Verwertung von Bioabfällen konzentrieren /40/.

In der **BioAbfV** orientieren sich die **Schwermetallkonzentrationen** und Aufbringungsmengen an der Trockenmasse, wodurch die Biogastechnologie gegenüber der Kompostierung benachteiligt wird. Da bei der Vergärung die Biomasse weitgehend zu Biogas abgebaut wird, bleibt im Vergleich zur Kompostierung ein wesentlich geringerer Teil der Organik erhalten. Die Schwermetallmenge (Fracht) verändert sich dagegen weder bei der Vergärung noch bei der Kompostierung. Durch den Bezug auf die Trockenmasse sind jedoch bei identischen Ausgangsstoffen die Schwermetallkonzentrationen nach einer Kompostierung geringer als bei der Vergärung. Bei einem alleinigen Trockensubstanzbezug der Schwermetallgrenzwerte werden alle Verwertungstechnologien, welche einen guten Abbau der organischen Bestandteile gewährleisten, benachteiligt. Flüssige Gärprodukte werden in der BioAbfV nicht erwähnt. Mit dem Kompost dürfen erheblich höhere Schwermetallmengen aufgebracht werden, da die Ausbringung beim Gärrückstand und bei der Gülle meist durch die zulässigen Stickstoff- oder Phosphormengen, nicht durch die Trockensubstanz begrenzt ist. Bei den Kupfer- und Zinkkonzentrationen wirkt sich der Bezug auf die Trockenmasse besonders nachteilig aus. Da Kupfer und Zink Spurennährstoffe sind und damit bei der Fütterung erforderlich, werden bei nahezu allen Biogasanlagen die gemäß BioAbfV zulässigen Konzentrationen überschritten /40/. Von den Biogasanlagenbetreibern wird deshalb, wenn die Anwendung von Kompost und Gärprodukten vergleichbar sein soll, für flüssige und feste Dünger eine unterschiedliche Definition der Schwermetallgrenzwerte gefordert.

5.3.3 Netzzugang / Netzbetreiber

Die Einspeisung des Stroms wird in der Praxis sehr unterschiedlich gehandhabt. So gibt es beispielsweise Stadtwerke, die einen Baukostenzuschuss zur Biogasanlage gewähren und die Anlage auf eigene Kosten in das Netz einbinden, um den Strom als „grünen Strom“ verkaufen zu können. Die Stromeinspeisung kann jedoch auch ein wesentliches Hemmnis sein, wenn der Netzbetreiber als finanzstarker und juristisch versierter Konzern dem Landwirt als Biogasanlagenbetreiber erhebliche Probleme, die auf juristischen Winkelzügen bei der Auslegung der Gesetzeslage und hohen Verwaltungsgebühren beruhen, bereitet. Streitpunkte sind beispielsweise die sehr hohen **Zählergebühren** und Gutachten zum **Zündölanteil** /41/. Es sind Fälle von mehrmals durch den Netzbetreiber geforderter Begutachtung des



Biomasseeinsatzes in der Anlage, verschiedene Arten von Gutachten über den Zündöleinsatz in Zündstrahlmotoren und unterschiedlicher Handhabung von Zählereinrichtungs- und Ablesgebühren bekannt. Eine allgemeine Richtlinie könnte hier die Rechtssicherheit der Anlagenbetreiber sehr leicht erhöhen.

5.3.4 Genehmigungsverfahren / Genehmigungsbehörde

Die Notwendigkeit einer Genehmigung und einer UVP sowie die Zuordnung zu den verschiedenen Genehmigungsverfahren erfolgt für Biogasanlagen i. d. R. unter dem Gesichtspunkt der Energieerzeugung sowie unter dem Aspekt der biologischen Behandlung /6/. Wie bei allen genehmigungsbedürftigen Anlagen hängt die Dauer des Genehmigungsverfahrens für Biogasanlagen sowohl vom Antragsteller (Vorprüfung, frühzeitige Information) als auch von der Genehmigungsbehörde (zügiges Verfahren) ab. Um eine einheitliche Auslegung der **gesetzlichen Rahmenbedingungen** zu gewährleisten, sind von einzelnen Bundesländern Merkblätter und Leitfäden zur Errichtung und zum Betrieb von Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich erschienen. Meist resultiert daraus eine einheitliche Genehmigungspraxis im jeweiligen Bundesland; z. T. bestehen aber weiterhin Interpretationsspielräume, die je nach Genehmigungsbehörde für oder gegen Biogas ausgenutzt werden /41/. Zudem birgt die Erstellung solcher Leitfäden für einzelne Bundesländer die Gefahr, dass die Genehmigungspraxis auch in Zukunft nicht bundes-einheitlich erfolgen wird, so dass die Unsicherheiten bei Planern und Bauherren bestehen bleiben /42/.

5.3.5 Sicherheitstechnische Anforderungen

Die meisten sicherheitstechnischen Anforderungen an Biogasanlagen resultieren aus dem Explosionspotenzial des Biogases. Aufgrund der noch geringen Erfahrungen auf diesem Gebiet wurden die Anforderungen beispielsweise der Berufsgenossenschaften aus anderen Wirtschaftszweigen adaptiert. Aus der Praxis des Biogasanlagenbetriebes und der Biogasanlagenzertifizierung geht eine (starke) Überdimensionierung der Sicherheitstechnik hervor. Daraus resultiert eine Kostensteigerung, die nach Überprüfung gemindert werden könnte.



5.3.6 Baurechtliche Genehmigung

Der politische Wille, den Landwirt zu einem „Energiewirt“ zu machen, muss sich auch im Baurecht wiederfinden. Sowohl im Baugenehmigungsverfahren als auch im immissionsrechtlichen Verfahren ist bei Vorhaben im **Außenbereich** zu prüfen, ob diese nach Baugesetzbuch (BauGB) privilegiert sind. Zwar sind landwirtschaftliche Betriebe im Außenbereich privilegiert zulässig, doch zählen bisher weder die Vergärung noch die Energieerzeugung zu landwirtschaftlicher Tätigkeit im Sinne des BauGB. Damit können Biogasanlagen i. d. R. nur als untergeordnete Nebenanlagen mit dienender Funktion für den landwirtschaftlichen Betrieb oder als von der Hauptanlage mitgezogene Nebenanlagen privilegiert werden. Die mitgezogene Privilegierung ist derzeit die am häufigsten beantragte Form. Dabei wird davon ausgegangen, dass mindestens 51 % des Inputs an Gülle und Kofermenten vom eigenen Betrieb stammen. Von den 49 % betriebsexterner Kofermente können nach BioAbfV maximal 20 % eingesetzt werden. Viele landwirtschaftliche Produkte (wie Abfälle aus der Getreidereinigung oder Zuckerrübenspitzen) fallen jedoch ebenfalls unter die BioAbfV und schränken damit die Aufnahmekapazität ein /41/. Die Möglichkeit der Genehmigung als untergeordnete Nebenanlage setzt voraus, dass 51 % der erzeugten Energie im Betrieb verbraucht werden. Für den Betreiber stehen jedoch letztendlich die über die Einspeisevergütung zu erzielenden Erlöse im Vordergrund. In diesem Sinne ist der Entwurf des Gesetzes zur Anpassung des Baugesetzbuches an EU-Richtlinien (Europarechtsanpassungsgesetz Bau) mit der vorgenommenen Privilegierung von Bauvorhaben von Biogasanlagen (im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit der Hofstelle eines landwirtschaftlichen Betriebes) im Außenbereich zu befürworten. Dennoch bleibt anzumerken, dass der auf Biogas begrenzte Ansatz mit dem Blick auf die Nutzung anderer Bioenergieformen zu eng gefasst ist. Auch die Beschränkung der Ansiedlung einer Biogasanlage auf die Hofstelle eines Betriebes schließt Möglichkeiten aus, nach denen z. B. eine zwischen zwei kooperierenden Betrieben gelegene Fläche als Standort für eine Anlage gewählt werden kann. Die Festlegung der Leistung (im Entwurf ist nicht festgelegt ob Feuerungswärmeleistung oder installierte elektrische Leistung) auf maximal 2 MW berücksichtigt weder die aktuelle Situation (insbesondere landwirtschaftliche Großbetrieb in den neuen Bundesländern) noch die technische Weiterentwicklung von Biomasseanlagen /43/.



5.3.7 Vergütung / Wirtschaftlichkeit

Die BiomasseV bietet in Verbindung mit dem EEG für den Betrieb von Biogasanlagen langfristig gesicherte Rahmenbedingungen. Mit der derzeitigen Einspeisevergütung ist jedoch für **kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen**, die ausschließlich hofeigene Biomasse (z. B. Gülle, nachwachsende Rohstoffe) einsetzen, sowie für Anlagen, die **ausschließlich nachwachsende Rohstoffe** einsetzen, ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich (siehe Abschnitt 5.2.2). Da auch bei größeren Anlagen bei alleiniger Vergärung von Gülle ein wirtschaftlicher Betrieb meist nicht gegeben ist, sind die Betreiber auf Kofermente angewiesen. Der aktuelle Vorschlag zur Novellierung des EEG weist in die richtige Richtung. Es ist sehr sinnvoll, kleine Anlagen in den Einspeisevergütungen des EEG besser zu stellen und damit eine stärkere Differenzierung in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Leistung einzuführen. Trotz dieser Erhöhung werden kleine Betriebe, die ausschließlich nachwachsende Rohstoffe oder nur geringe Mengen anderer Reststoffe verwerten, an der Grenze der Wirtschaftlichkeit arbeiten oder z. B. bei ungünstigen Bodenverhältnissen oder klimatisch bedingt schlechten Erträgen nicht wirtschaftlich Biogas erzeugen können.

Potenzielle Biogasanlagenbetreiber wissen selten von den vielfältigen **Fördermöglichkeiten** auf Bundes- und Länderebene für ihre Biogasanlagenerrichtung. Erschwerend wirken sich zudem häufige Veränderungen in der Förderlandschaft durch Modifikation der Förderprogramme oder Haushaltszwänge aus. Eine wesentliche Vereinfachung würde aus einer bundeseinheitlichen Förderung von Biogasanlagen resultieren. Hemmnisse auf Seiten der Betreiber könnten durch die vollständige Förderung einer unabhängigen Erstberatung mit definiertem Umfang ausgeräumt werden, auf deren Basis sich der potenzielle Bauherr herstellerunabhängig über die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage in seinem Betrieb informieren könnte.

5.3.8 Betriebsbezogene Hemmnisse

Über die genannten Hemmnisse hinaus können, bezogen auf den Einzelbetrieb, eine Reihe weiterer Hemmnisse zur Nichtinstallation von Biogasanlagen beitragen:

- betriebliche Gegebenheiten (keine personelle Kapazität, keine logistische Einbindung der Biogasanlage in das bestehende Betriebsregime möglich, keine ausreichenden Flächen oder zu weit entfernte Flächen, keine Kosubstrate vorhanden),



- örtliche Gegebenheiten (kein Platz oder ungünstiges Gelände, Betriebsteile an verschiedenen Orten und Haltungsformen des Viehs unterschiedlich),
- finanzielle Gegebenheiten (Wirtschaftlichkeit des Betriebes an sich ist kaum gewährleistet, keine Bonität, andere Investitionen sind für den Betrieb günstiger bzw. wichtiger),
- schlechte Stromnetzanbindung oder Anbindung nur mit hohen Investitionen realisierbar,
- keine Wärmenutzung möglich und
- nichttechnische Gegebenheiten (Unsicherheiten hinsichtlich der Zukunftsperspektive der Viehhaltung aufgrund EU-Recht, Nachfrage nach Produkten, EU-Osterweiterung etc.).

5.4 Zusammenfassung

Im Bereich der Stromerzeugung aus gasförmigen Bioenergieträgern gibt es folgende Entwicklungstendenzen:

- Der Biogasanlagenbestand hat sich in den letzten dreieinhalb Jahren von etwa 850 auf 1 700 Anlagen verdoppelt; die Gesamtleistung der Anlagen ist von etwa 45 MW_{el} (1999) um fast das Vierfache auf 175 MW_{el} (Mitte 2003) angestiegen. Die gegenwärtige Stromerzeugung kann mit etwa 1,1 TWh/a abgeschätzt werden.
- Als Basissubstrat wird in den meisten Biogasanlagen Rinder- und/oder Schweinegülle eingesetzt. In über 90 % der Biogasanlagen werden zusätzlich Kosubstrate verwendet.
- Fast alle landwirtschaftlichen Biogasanlagen arbeiten nach dem Prinzip der Nassvergärung, wobei ca. 65 % der Anlagen einstufig und 30 % zweistufig betrieben werden. Die bevorzugte Betriebstemperatur liegt bei den meisten Biogasanlagen im mesophilen Bereich. Der Bau von Biogasanlagen ist durch die vermehrte Standardisierung von Komponenten und Aggregaten gekennzeichnet.
- Bei einem überwiegenden Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und für sehr kleine Biogasanlagen (< 50 kW_{el}) ist bei den derzeitigen Vergütungen nach EEG ein wirtschaftlicher Betrieb kaum möglich.



6 Stromerzeugung aus flüssigen Bioenergieträgern

6.1 Nutzung

Flüssige Bioenergieträger umfassen Pflanzenöle, Pflanzenölmethylester (PME; auch als Biodiesel bezeichnet) und Ethanol. Sie können zur Stromerzeugung in einem BHKW eingesetzt werden.

6.1.1 Anlagenbestand

In Deutschland werden derzeit etwa **130 BHKW** mit **Pflanzenöl** betrieben. Die Gesamtleistung beträgt ca. 9 MW_{el} in einem Bereich von 3 kW_{el} bis 2,6 MW_{el}. Weitere 11 Anlagen befinden sich im Bau bzw. in der Planung. Etwa **10 BHKW** werden mit **PME** betrieben. Deren Gesamtleistung beläuft sich auf ca. 2 MW_{el} in einem Bereich von 6 kW_{el} bis 1,6 MW_{el}. In Abb. 31 ist die Verteilung der Anlagen auf die einzelnen Größenklassen dargestellt. Fast 60 % der mit Pflanzenöl bzw. PME betriebenen BHKW haben eine installierte elektrische Leistung bis 10 kW, weitere 30 % bis einschließlich 100 kW. Der Anteil der Anlagen über 100 kW beträgt nur etwa 10 %.

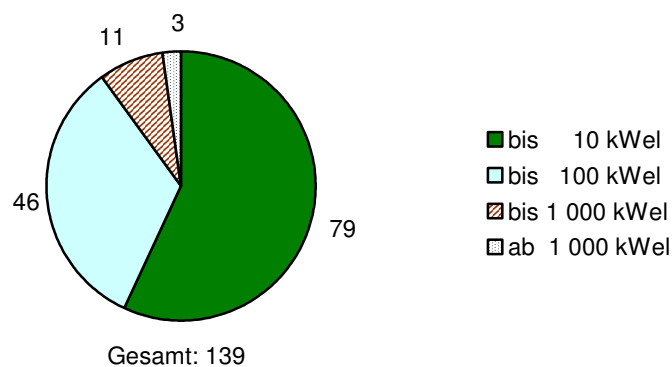


Abb. 31: Anlagenanzahl Pflanzenöl- und PME-BHKW nach Größenklassen (August 2003)

Abb. 32 zeigt, dass die meisten Pflanzenöl- und PME-BHKW in Süddeutschland (v. a. Bayern und Baden-Württemberg) betrieben werden.

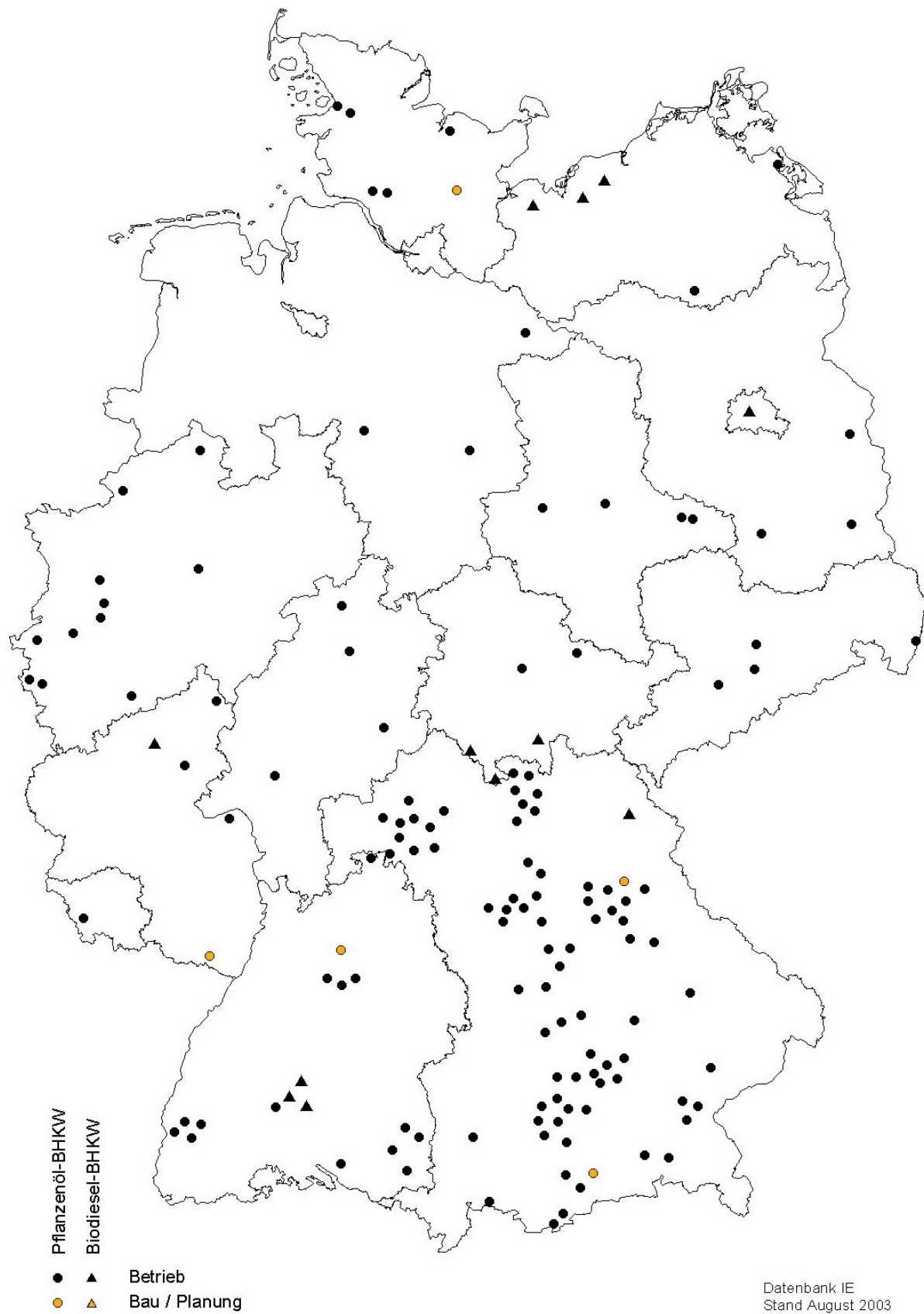


Abb. 32: Übersicht über bestehende und geplante und Pflanzenöl- und PME-BHKW mit Stromerzeugung in Deutschland

6.1.2 Leistungsentwicklung

Die installierte elektrische Leistung aller mit Pflanzenöl und PME betriebenen BHKW beträgt derzeit ca. 11 MW. Abb. 33 zeigt, dass 51 % der Gesamtleistung durch die drei größten Anlagen bereitgestellt wird (vgl. Abb. 31). Die **Stromerzeugung** kann, auf Basis mittlerer Volllaststunden, mit etwa **70 GWh/a** brutto abgeschätzt werden¹².

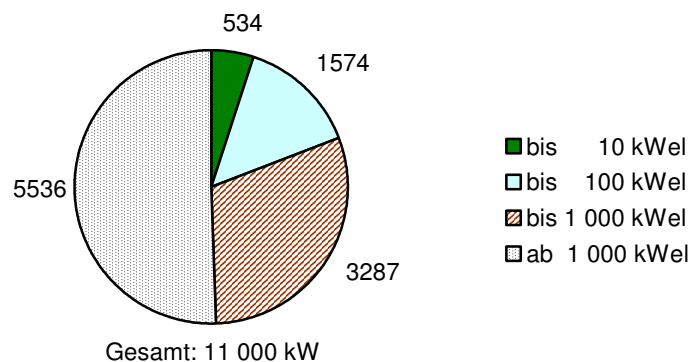


Abb. 33: Installierte elektrische Leistung Pflanzenöl- und PME-BHKW nach Größenklassen (August 2003)

6.1.3 Brennstoffeinsatz

Derzeit werden etwa 20 000 bis 25 000 t/a Pflanzenöl (einschließlich zur Herstellung von PME) zur Stromerzeugung in BHKW eingesetzt. Dabei kommen fast ausschließlich Rapsöl und Rapsölmethylester (RME) zum Einsatz.

Im Jahr 2002 wurden auf 1,3 Mio. ha etwa 3,9 Mio. t Raps angebaut; daraus lassen sich etwa 1,6 Mio. t Rapsöl gewinnen /44/. Weit mehr als 1/3 der Rapsanbaufläche wird mittlerweile ausschließlich für Non-Food-Zwecke bestellt. Im Jahr 2001 wurden auf insgesamt 460 000 ha (davon waren 325 000 ha Stilllegungsfläche¹³) Raps zur energetischen Nutzung angebaut. Die größten Rapsanbaugebiete liegen in Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Bayern. Die Ausdehnung des Rapsanbaus zu Non-Food-Zwecken auf

¹² Zur Berechnung der Stromerzeugung wurden folgende mittlere Volllaststunden angenommen: Anlagen bis 10 kW_{el}: 2 500 h/a; Anlagen bis 100 kW_{el}: 5 000 h/a; Anlagen größer 100 kW_{el}: 7 000 h/a.

¹³ In den Jahren 2000 bis 2006 sollen nach dem Regelsatz 10 % der landwirtschaftlichen Fläche stillgelegt werden (ca. 1,2 Mio. ha). Freiwillig können bis zu 33 % der Fläche stillgelegt werden. Die EU-Agrarmarktordnung gestattet, auf stillgelegten Flächen nachwachsende Rohstoffe unter Beibehaltung der Zahlung der Flächenstilllegungsprämien anzubauen. Darüber hinaus gibt es keine Subventionen für den Anbau von Energieraps.



Garantieflächen¹⁴ spiegelt die Tatsache wider, dass für den wichtigsten Verwendungszweck – die Herstellung von Biodiesel als Kraftstoff – ein unterschiedlicher Rapsölpreis nicht mehr gegeben ist /45/. In Deutschland hat sich die Produktionskapazität von Biodiesel von 1998 bis 2003 mit etwa 1,1 Mio. t/a nahezu verzehnfacht – dies entspricht einem Rohstoffbedarf bzw. Flächenäquivalent von etwa 700 000 ha. Damit werden mehr als 50 % der kommenden Rapsernte für die Biodieselproduktion benötigt /44/.

6.1.4 Stand der Technik

Die Gewinnung von Pflanzenöl erfolgt durch Pressung und / oder Extraktion des in der Biomasse enthaltenen Öls. Rapssaat enthält etwa 40 Gew.-% Öl, das durch mechanisches Pressen von der festen Phase, dem sogenannten Presskuchen abgetrennt werden kann. Bei der zusätzlich oder alternativ möglichen Extraktion wird der Saat der Ölinhalt (weitergehend als bei der Pressung) mit Hilfe eines Lösemittels entzogen. Durch einen chemischen Umwandlungsprozess kann Pflanzenöl u. a. hinsichtlich Viskosität, Dichte und Zündwilligkeit durch Umesterung mit Methanol unter Freisetzung von Glycerin an die Eigenschaften von konventionellem Dieselmotorkraftstoff angepasst werden.

Beim Einsatz von Pflanzenöl in dafür geeigneten Motoren (pflanzenöлтаugliche Dieselmotoren oder Spezialmotoren) ist es ebenso wie bei PME (Einsatz im herkömmlichen Dieselmotor möglich) erforderlich, dass eine festgelegte und gesicherte Qualität des Kraftstoffes zugrunde gelegt wird. Häufig ist eine mangelnde Qualität der Hauptgrund für Betriebsstörungen am BHKW.

PME (meist **RME**) ist ein marktgängiger Brennstoff, der, wenn die Herstellerfreigabe vorliegt, problemlos im BHKW eingesetzt werden kann.

Pflanzenöle unterscheiden sich dagegen v. a. hinsichtlich der Viskosität deutlich von Dieselmotorkraftstoff, so dass ein Einsatz in konventionellen Dieselmotoren wegen ungenügender Zerstäubung und unvollständiger Verbrennung nicht möglich ist. Für deren Nutzung als Kraftstoff ist also entweder eine Veränderung des Kraftstoffes oder die Anpassung der Verbrennungstechnik an das naturbelassene Pflanzenöl erforderlich. Das im Vergleich zu

¹⁴ Seit 1994/95 gibt es eine Ölsaaten-Garantiefläche, die in nationale Garantieflächen aufgeteilt ist. Etwa 17 % davon stehen Deutschland zu. Diese Fläche muss jährlich um etwa 10 % vermindert werden (im Zusammenhang mit dem GATT-Abkommen 1993 geschlossene Vereinbarung über den Ölsaaten-Anbau in der Europäischen Union – „Blair-House-Abkommen“).



Dieselmotoren benötigen für die Zerstäubung von Dieselkraftstoff kompliziertere und verzweigte Pflanzenölmoleküle, benötigen eine bessere Zerstäubung bei der Einspritzung, höhere Verbrennungstemperaturen sowie einen größeren Brennraum mit möglichst guter Vermischung von Kraftstoff und Verbrennungsluft [47]. Deshalb ist es für Hersteller, Planer und Betreiber notwendig, die besonderen Eigenschaften und die daraus resultierenden Maßnahmen für den richtigen Umgang mit Pflanzenölen zu kennen.

6.2 Wirtschaftlichkeit

Die Berechnung der Stromgestehungskosten flüssiger Bioenergieträger erfolgt sowohl für den Einsatz von Pflanzenöl (Rapsöl) als auch PME (RME) im BHKW. Es wird eine weitgehende Nutzung der Motorenabwärme (zu Heizzwecken, 2 500 h/a) unterstellt. Für die verschiedenen Anlagengrößen wurden Annahmen und Randbedingungen, die im Einzelfall in der Praxis abweichen können, festgelegt (Tabelle 19). Mögliche Förderprogramme auf Bundes- oder Länderebene bleiben unberücksichtigt. Wie auch bei den festen und gasförmigen Bioenergieträgern werden die Stromgestehungskosten mit der Annuitätenmethode berechnet; das Bezugsjahr für die Kosten ist 2003. Da die Vergütungssätze des EEG nominal konstant sind, d. h. bei Berücksichtigung der Preissteigerungsrate real fallen würden, werden zu den real berechneten Kosten die nominalen Stromgestehungskosten abgeschätzt.



Tabelle 19: Annahmen und Randbedingungen für die Modellfälle zur Berechnung der Stromgestehungskosten Rapsöl- und RME-BHKW

Anlagengröße	kW _{el}	10	100	500	
Kalkulatorische Betrachtungsdauer	a	12	12	12	langlebige Anlagenteile (50 %): 20 a; Technik (50 %): 10 a; Motor: 5 a
Kalkulatorischer Mischzinssatz (real)	%	5,1	5,1	5,1	30 % Eigenkapital, 70 % Fremdkapital, Preissteigerung 2 %
Kosten Rapsöl	Cent/l	65	65	65	
Kosten RME	Cent/l	75	75	75	
Biomasseheizwert	MWh/t	10,4	10,4	10,4	37,2 MJ/kg
Wärmevergütung	€/MWh	25	25	25	
Spez. Personalkosten	T€/a	50	50	50	pro Person
Spez. Instandhaltungskosten	%/a	3,5	3,5	3,5	auf Investitionskosten bezogen
Spez. Kosten Verwaltung, Versicherung, Pacht	%/a	1	1	1	auf Investitionskosten bezogen
Spez. Sonstige variable Kosten (Betriebsmittel)	%/a	0,5	0,5	0,5	auf Investitionskosten bezogen
Elektrische Leistung	MW	0,01	0,1	0,5	
Elektrischer Wirkungsgrad	%	30	35	38	
Vollbenutzungsdauer Strom	h/a	2 500	5 000	7 000	
Vollbenutzungsdauer Wärme	h/a	2 500	2 500	2 500	
Personalbedarf	Mann	0,1	0,15	0,25	nach /46/
Bruttoinvestition	T€	40	250	500	nach /46/
Stromgestehungskosten, real					
Rapsöl	Cent/kWh	66,5	29,7	21,8	
RME	Cent/kWh	70,5	33,1	25,0	
Stromgestehungskosten, nominal					
Rapsöl	Cent/kWh	76,1	34,0	25,0	
RME	Cent/kWh	80,7	37,9	28,6	

Abb. 34 zeigt, dass die flüssigen Bioenergieträgern sehr hohe Stromgestehungskosten aufweisen, die die Stromvergütung gemäß EEG bei weitem übersteigen und ein kostendeckender Betrieb (auch bei zunehmender Kostendegression im größeren Anlagenbereich) derzeit nicht möglich ist. Dies wird wohl auch in Zukunft kaum (politisches) Ziel und damit erreichbar sein, da der Einsatzbereich flüssiger Bioenergieträger, von umweltsensiblen Bereichen abgesehen, eher im Verkehrssektor gesehen wird.

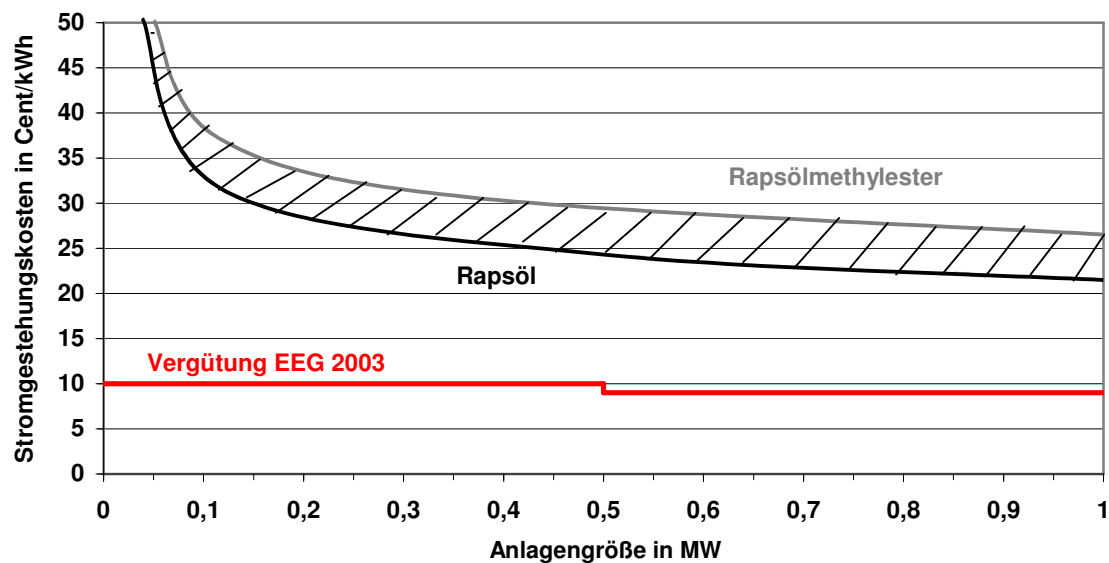


Abb. 34: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße und eingesetzten Biomasse; Annahme Brennstoffpreis: 0,65 €/l (Rapsöl) und 0,75 €/l (RME)

Der Einfluss einzelner Randbedingungen auf die Stromgestehungskosten eines 100 kW_{el} Rapsöl-BHKW ist in Abb. 35 dargestellt. Ein wirtschaftlicher Betrieb lässt sich nur bei einer kostenneutralen Bereitstellung des Rapsöls erreichen. Dies verdeutlicht, dass die hohen Stromgestehungskosten im Wesentlichen aus den vergleichsweise hohen Brennstoffkosten resultieren.

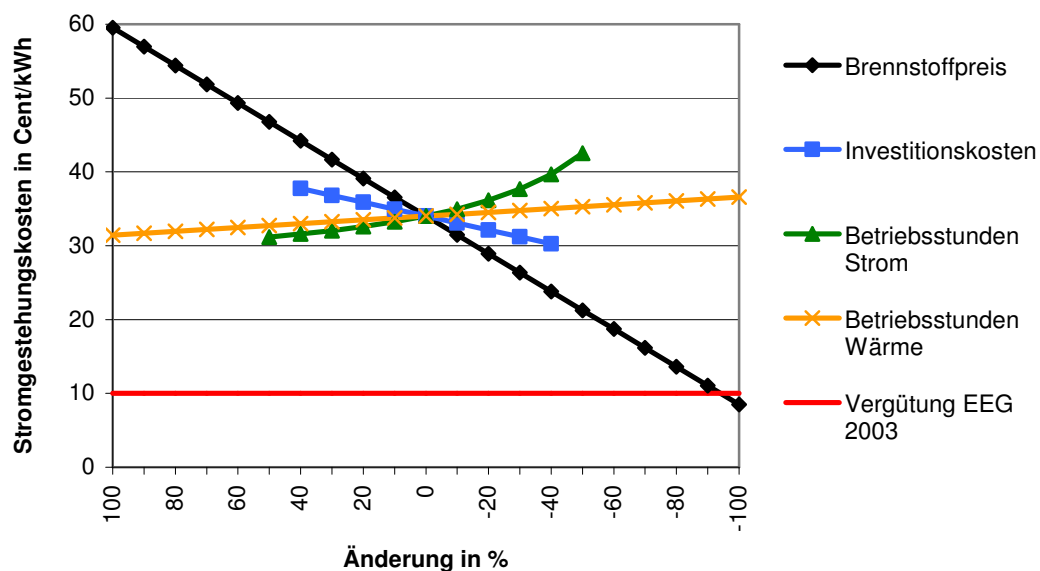


Abb. 35: Sensitivätsbetrachtung einzelner Faktoren auf den Stromgestehungspreis bei einem Rapsöl-BHKW 100 kW_{el} (Randbedingungen Tabelle 19)



6.3 Diskussionspunkte und Handlungsbedarf

Bei der Stromerzeugung aus flüssigen Bioenergieträgern sind insbesondere die spezifischen verbrennungstechnischen Eigenschaften von Pflanzenöl bzw. PME zu beachten. Rechtlich-administrative Hemmnisse, die die Umsetzung von Projekten hemmen, sind dagegen kaum relevant.

6.3.1 Brennstoffqualität und Motorenapplikation

Die Erfahrungen mit pflanzenölbetriebenen BHKW sind äußerst unterschiedlich. Neben zahlreichen Anlagen, die, abgesehen von Anfangsschwierigkeiten, ohne größere technische Schwierigkeiten laufen, existieren eine ganze Reihe von BHKW mit zum Teil erheblichen Problemen. Nach den bisherigen Erfahrungen von Betreibern sind für Betriebsstörungen u. a. folgende Schwachstellen verantwortlich:

- falsche Materialauswahl für das Kraftstoffsystem (Leitungen, Filter, Dichtungen etc.),
- Motorentchnik (direkt einspritzende Motoren anfälliger als indirekt einspritzende),
- Überlastung von Einspritzpumpen,
- mangelnde Kraftstoffqualität (Ablagerungen, Filterverstopfung, Wechselwirkungen mit Materialien, Verstopfung von Einspritzdüsen ...) und
- Wechselwirkungen zwischen Kraftstoff und Motorenöl (abhängig von Qualität und Zustand).

Die technisch bedingten Schwierigkeiten haben selten ihre Ursache im eigentlichen Prinzip des pflanzenöлтаuglichen Motors, sondern hängen häufig mit Fehlern bei der Planung, Ausführung und beim Betrieb zusammen. Um einen technisch zuverlässigen, umwelt-schonenden und letztlich auch wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen ist es erforderlich, eine geeignete Kraftstoffqualität durch die Prozesskette der Bereitstellung, des Transportes und der Lagerung von Pflanzenöl sicherzustellen sowie die BHKW-Technik hinsichtlich Motorbauart, Gesamtkonzeption und der Betriebsbedingungen zu optimieren /47/.

6.3.2 Zeitliche Befristung

Für Anlagen, die ausschließlich PME einsetzen, muss nach BiomasseV die Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb bis zum 28. Juni 2004 erteilt werden. Hier wäre es denkbar,



mittelfristig zu fordern, dass in Betrieb genommene Anlagen ausschließlich PME mit Methanol biogenem Ursprungs einsetzen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass bisher noch kein PME mit biogenem Methanol auf dem Markt angeboten wird. Bis dahin sollte die jetzige Regelung in der BiomasseV verlängert werden, um die Möglichkeit der Stromerzeugung aus PME gerade für umweltsensible Bereiche offen halten zu können.

6.4 Zusammenfassung

Hinsichtlich der Stromerzeugung aus flüssigen Bioenergieträgern können folgende Ergebnisse zusammengefasst werden:

- Gegenwärtig erzeugen etwa 130 Pflanzenöl-BHKW und 10 PME-BHKW insgesamt 70 GWh/a Strom. Die installierte elektrische Leistung aller Anlagen beträgt ca. 11 MW; die Hälfte davon wird durch die drei größten Anlagen bereitgestellt.
- In den BHKW werden etwa 20 000 bis 25 000 t/a Pflanzenöl (einschließlich der Menge zur Herstellung von PME) zur Stromerzeugung eingesetzt. Dabei kommen fast ausschließlich Rapsöl und Rapsölmethylester (RME) zum Einsatz.
- Die Stromgestehungskosten für flüssige Bioenergieträger übersteigen (bei weitem) die derzeitigen Vergütungen nach EEG.
- Die Zukunft flüssiger Bioenergieträger wird eher in der Nutzung als Kraftstoff im Verkehrssektor gesehen /48/. Der Einsatz im stationären Bereich sollte v. a. für umweltsensible Bereiche offengehalten und weiterentwickelt werden.



7 Schlussbetrachtung

Die Biomasse nimmt einen sehr hohen Stellenwert hinsichtlich der Umsetzung nationaler Zielvorgaben zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energien im Energiesystem ein. So wurden mit dem EEG und der BiomasseV erfolgreich die Grundlagen für einen verstärkten Ausbau der Stromerzeugung bzw. der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung auf Biomassebasis in Deutschland geschaffen /49/.

Zwei Jahre nach Inkrafttreten der BiomasseV zeigt sich deren Wirksamkeit vor allem in der Vielzahl der geplanten und im Bau befindlichen Anlagen sowohl bei den Biomasse(heiz)-kraftwerken als auch bei den Biogasanlagen und damit in der Zunahme der Stromerzeugung aus Biomasse. Wesentliche Aussagen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Zur energetischen Biomassenutzung stehen umfangreiche Potenziale zur Verfügung. Sie umfassen land- und forstwirtschaftliche, industrielle und andere Rückstände sowie Energiepflanzen aus einem zusätzlichen Biomasseanbau. Die Nutzung kann als fester, flüssiger oder gasförmiger Bioenergieträger erfolgen.
- Gegenwärtig erzeugen insgesamt etwa 1 900 Biomasseanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von ca. 560 MW etwa 2,9 TWh/a Strom. Damit wird das technische Stromerzeugungspotenzial (auch unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Wärme- oder Kraftstofferzeugung) erst zu einem geringen Teil erschlossen. Als Bioenergieträger eingesetzt werden vor allem Festbrennstoffe und Biogas; die Zukunft flüssiger Bioenergieträger wird eher in der Nutzung als Kraftstoff im Verkehrssektor gesehen.
- Die seit Inkrafttreten des EEG realisierten Anlagenleistungen betrug für Biomasse(heiz)-kraftwerke durchschnittlich 6,4 MW_{el} und für Biogasanlagen durchschnittlich 150 kW_{el}. Für beide Nutzungstechnologien ist die Leistungsspanne sehr groß und regional geprägt, zeigt aber einen eindeutigen Trend zu größeren Leistungsbereichen infolge des EEG, der sich in Zukunft fortsetzen wird, da viele der nach EEG geplanten Anlagen erst jetzt in Betrieb gehen. Allerdings lassen sich momentan am Markt kaum technische Innovationen erkennen. Die in den Biomasse(heiz)kraftwerken eingesetzte Technik ist erprobt und kaum durch neue Verfahren und Systemelemente gekennzeichnet. Auch bei Biogasanlagen werden sowohl bei der Biogaserzeugung als auch bei der Biogasnutzung noch größere technische Entwicklungspotenziale gesehen. Technische Innovationen können insbesondere die erreichten ökologischen Effekte weiter verbessern.



- Ein wirtschaftlicher Betrieb der Biomasseanlagen ist meist nur beim Einsatz biogener Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle gegeben; d. h. in Biomasse(heiz)kraftwerken wird (fast) ausschließlich Altholz genutzt und bei Biogasanlagen lässt sich eine Wirtschaftlichkeit oft nur erreichen, wenn organischen Abfällen als Kofermente eingesetzt werden. Naturbelassene Biomassen weisen ein sehr hohes Potenzial auf, sind aber im Vergleich zu den Abfällen nur zu deutlich höheren Kosten bereitstellbar.
- Die Realisierung von Biomasseprojekten wird z. T. durch nicht-technische Hemmnisse verzögert. Dabei stellen EEG und BiomasseV nur einen kleinen Teil der Vorschriften und gesetzlichen Vorgaben dar; das zu beachtende komplexe und vielschichtige Regelwerk (besonders im Biogasbereich) ist nicht immer aufeinander abgestimmt und einige Rechtsvorschriften werden in den einzelnen Bundesländern unterschiedlich ausgelegt.

Insgesamt haben EEG und BiomasseV den Ausbau der energetischen Biomassenutzung erfolgreich unterstützt. Soll diese Entwicklung (mit dem Ziel der Umsetzung der Klimaschutzvorgaben) fortgesetzt und ausgeweitet werden, müssen diese Instrumente jedoch weiterentwickelt werden. Dies gilt sowohl für die Vergütung als auch u. a. für eine Unterstützung der Entwicklung effizienterer und betriebsicherer Anlagentechniken (höhere Wirkungsgrade) und einer stärkeren Unterstützung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Die im Monitoring erarbeiteten Ergebnisse dienen u. a. auch als Entscheidungsgrundlage für mögliche Anpassungen des EEG im Biomassebereich (Novellierung) und der BiomasseV. Um auch in Zukunft die Möglichkeiten und Hemmnisse einer weitergehenden Biomassenutzung zu erkennen und die gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG, BiomasseV) weiterhin konsequent an den notwendigen Stellen anpassen zu können, sollte der Monitoringprozess unter Nutzung der vorliegenden Ergebnisse weiter fortgeführt werden.

Dies umfasst zum Einen die Begleitung des weiteren Anlagenzubaus, zum Anderen aber auch eine übergeordnete umfassende Einordnung und Zielbestimmung der energetischen Biomassenutzung für die Wärme-, Strom- und Kraftstofferzeugung. So wird aufbauend auf den vorliegenden Ergebnissen die Entwicklung und Implementierung eines weitergehenden Monitoringsystems empfohlen, das die Daten zur Einschätzung der Wirksamkeit der BiomasseV automatisiert erfasst und regelmäßig auswertet. Damit die Biomasse (auch in Zukunft) mit steigender Tendenz zu einer nachhaltigen Energiebereitstellung (und zur Reduktion an Klimagasfreisetzungen) beitragen kann, bedarf es darüber hinaus einer umfassenden ökologischen Begleitforschung, die eine verstärkte Stromerzeugung aus den verfügbaren Biomassen im Vorfeld umfassend bewertet.



Literaturverzeichnis

- /1/ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000, BGBl I 2000, S. 305
- /2/ Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung-BiomasseV) einschließlich Begründung vom 21. Juni 2001, BGBl I 2001, S. 1234
- /3/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus Umweltsicht; 1. Zwischenbericht, Leipzig, April 2002
- /4/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus Umweltsicht; 2. Zwischenbericht, Leipzig, Januar 2003
- /5/ Verband der Netzbetreiber VDN e. V.: Auslegung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29.03.2000 durch den VDN; EEG-Verfahrensbeschreibung, Stand: 1. Januar 2003
- /6/ Klinski, S.: Rechtliche Rahmenbedingungen und Probleme der Stromerzeugung aus Biomasse; Juristische Handreichung zum FE-Vorhaben 202 18 147, Berlin, 2002
- /7/ Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte vom 3. Oktober 2002, Abl. L 273, S. 1
- /8/ Verordnung (EG) Nr. 808/2003 der Kommission zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte vom 12. Mai 2003, Abl. L 117, S. 1
- /9/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A.; Streicher, W. (Hrsg.): Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer, Berlin, Heidelberg, 2003, 3. Auflage
- /10/ Dieter, M.; Englert, H.; Klein, M.: Abschätzung des Rohholzpotenzials für die energetische Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland; Arbeitsbericht des Instituts für Ökonomie der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft, Hamburg, 2001
- /11/ Schneider, S.: Potenziale regenerativer Energien in Deutschland; in: Hartmann, H., Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger - Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen Erneuerbaren Energien; Schriftenreihe "Nachwachsende Rohstoffe", Landwirtschaftsverlag, Münster, 2002, Band 3 (vollständige Neubearbeitung), S. 564-605
- /12/ Mantau, U.: Standorte der Holzwirtschaft; Studie im Auftrag des Holzabsatzfonds (HAF), Hamburg, 2000
- /13/ Marutzky, R.: Neue Wettbewerbssituation bei Holzsortimenten. in: Holzzentralblatt 129 (2003), 10, S. 180 – 181



- /14/ Verordnung über die Entsorgung von Altholz (Altholzverordnung-AltholzV) vom 15. August 2002, BGBl I 2002, S. 3302
- /15/ Junker, H.: Persönliche Mitteilung, Umweltbundesamt – Anlaufstelle Baseler Übereinkommen, Berlin, Januar 2002
- /16/ Kaltschmitt, M.; Thrän, D.: Biomasse für Strom, Wärme und Kraftstoff. Was kann die Land- und Forstwirtschaft bereitstellen? in: ufop Jahresbericht 2003; Veröffentlichung in Vorbereitung, 2003
- /17/ Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer, Berlin, Heidelberg, 2001, 1. Auflage
- /18/ Dr.-Ing. A. Nottrodt GmbH: Energetische Nutzung von Tierkörpern. Studie zur Bewertung von Verfahren zur energetischen Nutzung von Tierkörpern und Tierkörperteilen in Tierkörperbeseitigungsanstalten und Schlachthöfen (Technischer Teil); Hamburg, 2001
- /19/ Meyer-Pittroff; R., Stammel, V.: Thermische Verwertung von Produkten der Tierkörperbeseitigungsanstalten; in: Thermische Verwertung von Tiermehl und Tierkörpern, VDI-Berichte 1622, Düsseldorf, 2001, S. 1 - 9
- /20/ Niemann, H.: Statistik der Fleischmehlindustrie mit Unterteilung nach Rohmaterial- und Verwendungsarten; in: Die Fleischmehlindustrie, Zeitschrift für Tierkörperbeseitigung und Verwertung von Schlachtkörperteilen, Offizielles Organ des Verbandes Fleischmehlindustrie e. V., 54 (2002), 5, S. 82 - 84
- /21/ Niemann, H.: Fleischmehlindustrie verarbeitete mehr als 2,7 Mio. t Rohmaterial; in: Die Fleischmehlindustrie, Zeitschrift für Tierkörperbeseitigung und Verwertung von Schlachtkörperteilen, Offizielles Organ des Verbandes Fleischmehlindustrie e. V., 53 (2001), 9, S. 162 - 164
- /22/ Thiel, R.: Persönliche Mitteilung, vdp - Verband Deutscher Papierfabriken e. V., Bonn, März 2003
- /23/ Meißner, S.; Berger, H.-P.: Ligninsulfonat in der anlageninternen Kreislaufführung und seine Vermarktung als Kuppelprodukt; vdp - Verband Deutscher Papierfabriken e. V., Bonn, 2001
- /24/ vdp -Verband Deutscher Papierfabriken e. V.: Presse-Druckerzeugnisse und Ökologie; <http://www.vdp-online.de/Presse/Download/Positionspapier.pdf>, 15.01.2003
- /25/ Stora Enso: Umwelt und Ressourcen 2001; http://www.storaenso.com/CDAvgn/main/0,,1_-2143--,00.html, 15.01.2003
- /26/ EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH: Marktbericht für Altholz; in: Recycling und Entsorgung, Nr. 17/1999, Nr. 18/2001, Nr. 31/2002, Nr. 31/2003
- /27/ Hein, K. R. G.: Untersuchung zum Stand der Mitverbrennung von Klärschlamm, Hausmüll und Biomasse in Kohlekraftwerken; Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD), Universität Stuttgart, 2000
- /28/ Stehle, B.: Persönliche Mitteilung, Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V., Frankfurt, Januar 2003



- /29/ Spliethoff, H.; Kaltschmitt, M.; Mory, A.: Nutzung von Biomasse mit fossilen Energieträgern; in: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer, Berlin, Heidelberg, 2001, 1. Auflage, S. 507 – 536
- /30/ Wiedemeier, J.: Erfahrungen bei der Umsetzung der Biomasse-Verordnung aus der Sicht einer Genehmigungsbehörde in Nordrhein-Westfalen; Vortragsmanuskript zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002
- /31/ Bludau, D.: Realisierung von Biomassekraftwerken nach EEG / BiomasseV in Mecklenburg Vorpommern; Vortragsmanuskript zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002
- /32/ Maslaton, M.: Erfahrungen aus der Arbeit der Clearingstelle; Vortrag zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002
- /33/ Assmann, G.: Die Genehmigungsverfahren nach 4. und 17. BImSchV der Habe Brand-Erbisdorf GmbH; Vortragsmanuskript zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002
- /34/ Göttlicher, G.; Beckelmann, K.: Biomassekraftwerk Königs Wusterhausen – der Weg zur Betriebsgenehmigung; Vortragsmanuskript zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002
- /35/ Mair, K.: Energetische Verwertung von Altholz – Durchführung eines Genehmigungsverfahrens; Vortragsmanuskript zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002
- /36/ BMWi: Programm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm – MAP), Änderung der Förderrichtlinien, 2002
- /37/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebauter Biomasse – Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse; DBU-Projekt 15071, Endbericht (in Arbeit), Leipzig, 2003
- /38/ Jäkel, K. u. a.: Managementunterlage „Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung“; Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, Dresden und Leipzig, 1998/2000
- /39/ Gottfried, H.-P.: Alternativen zur motorischen Nutzung von Biogas; Vortrag im Rahmen der „Leipziger Biogasfachgespräche“, Fachverband Biogas e. V., Regionalgruppe Thüringen / Sachsen, Leipzig, 2002
- /40/ Friedmann, H.: Auswirkungen von Bioabfall- und Düngemittelverordnung auf den praktischen Betrieb von Kovergärungsanlagen; Vortragsmanuskript zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002
- /41/ Block, K.: Erfahrungen bei der Umsetzung der BiomasseV aus Sicht der Genehmigungsbehörden in Nordrhein-Westfalen; Vortragsmanuskript zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002



- /42/ Hofmann, J.: Erfahrungen bei der Umsetzung der BiomasseV aus Sicht der Genehmigungsbehörden in Bayern; Vortragsmanuskript zur Tagung „Rechtlich-administrative Hemmnisse bei der Umsetzung der BiomasseV“, Leipzig, Oktober 2002
- /43/ Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Landwirtschaft des Landes Schleswig-Holstein: Stellungnahme und Vorschlag zur Novellierung des BauGB - § 35 Abs.1 Nr.6; Kiel, September 2003
- /44/ Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V. (ufop): Erste Ernteschätzung Raps; in: ufop – Information 7/2003, S. 3
- /45/ Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V. (ufop): Bericht 2000/2001, Bonn, 2001
- /46/ FICHTNER: Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Gutachten für die Bundesinitiative BioEnergie (BBE), Stuttgart, 2002
- /47/ Widmann, B.; Thuneke, K.: Energetische Nutzung von Pflanzenölen in BHKW: Die Praxis im Spiegel der derzeitigen Nutzung; in: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hrsg.): Energetische Nutzung von Biomasse durch Kraft-Wärme-Kopplung: Stand der Technik und Perspektiven für den ländlichen Raum, Gülzower Fachgespräche, FNR, 2000, S. 73 – 88
- /48/ Institut für angewandte Ökologie e. V. (Öko-Institut): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse; Arbeitspapier „Zukunftstechnologien“ für Szenarien, FE-Vorhaben (in Arbeit), Darmstadt, Freiburg, Berlin, 2003
- /49/ Bundeskabinett: Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG); Berlin, 2002



Anlagen

Anlage 1: Formblatt zur Erfassung von Altholz: Art und Menge der in Entsorgungsanlagen eingesetzten/ abgelagerten/ behandelten Abfällen

Anlage 2: Formblatt zur Erfassung von Altholz: Anlagen zur Aufbereitung von Bauabfällen und in den Anlagen gewonnene Erzeugnisse und Stoffe

Anlage 1: Formblatt zur Erfassung von Altholz: Art und Menge der in Entsorgungsanlagen eingesetzten/ abgelagerten/ behandelten Abfällen

Art und Menge der in Entsorgungsanlagen eingesetzten / abgelagerten / behandelten ausgewählten Abfälle 1998
nach Art der Anlage (Quelle: Tabelle 1 AE (01G), Zusammenspiel §§3 und 4)

LAGA Schl.	Abfallart ²	Entsorgungs- anlagen	Eingesetzte / abgelagerte / behandelte Abfallmenge insgesamt	Davon abgelagert, behandelt, eingesetzt						t	
				Abfall- beseitigungs- anlagen	darunter Deponien	Abfall- behandlungs- anlagen	darunter in				
							chemisch/ physikalischen Behandlungs- anlagen	Shredder- anlagen	sonstigen Behandlungs- anlagen		Kompostie- rungs- anlagen
		Anzahl	t								t
17101	Rinden										
17102	Schwarten, Spreissel										
17103	Sägemehl, Sägespäne										
17104	Holzschleifstäube, -schlämme										
17114	Schlamm und Staub aus der Spanplattenherstellung										
17201	Verpackungsmaterial aus Holz, Altpaletten										
17202	Bau- und Abbruchholz										
17203	Holzwohle										
17208	Prähle und Masten, kyanisiert										
17211	Sägemehl und -späne, ölgetränkt oder mit schädlichen Verunreinigungen, vorwiegend organisch										
17212	Sägemehl und -späne mit schädlichen Verunreinigungen, vorwiegend anorganisch										
17213	Holzabfälle und -behältnisse mit schädlichen Verunreinigungen, vorwiegend organisch										
17214	Holzabfälle und -behältnisse mit schädlichen Verunreinigungen, vorwiegend anorganisch										
91206	Baustellenabfälle (nicht Bauschutt)										
99552	Spernmüll, getrennt eingesammelt										

² Zusammenfassung von LAGA-Schlüsseln möglich

Anlage 2: Formblatt zur Erfassung von Altholz: Anlagen zur Aufbereitung von Bauabfällen und in den Anlagen gewonnene Erzeugnisse und Stoffe

Aufbereitung und Verwertung von Bauabfällen in Aufbereitungs- und Sortieranlagen 1998 nach Anlagebetreibern, Anlagen und gewonnenen Erzeugnissen und Stoffen
(Quelle: Tabelle 2 BS1)

Gewonnene Erzeugnisse und Stoffe Aufbereitungsrückstände und Sortierreste	Anlagebetreiber ¹⁾			Anlagen ¹⁾			Gewonnene Erzeugnisse und Stoffe Aufbereitungsrückstände		
	insgesamt	stationären	von mobilen/ semi- mobilen Anlagen	insgesamt	stationär	mobil/ semi- mobil	insgesamt	stationären	in mobilen/ semi- mobilen Anlagen
Anzahl									
Gewonnene Erzeugnisse und Stoffe									
Stoffe, überwiegend aus der Sortierung und zwar									
Holz									
Papier, Pappe, Karton									
PVC, PVC-Folien									
andere Kunststoffe und Kunststoffgemische									
Metallschrott, eisenhaltig									
NE-Metalle									
sonstige									
Insgesamt 1998									
Insgesamt 1996									
Aufbereitungsrückstände und Sortierreste									
Abgegeben zur Abfallbeseitigung									
Abgegeben zur Abfallverwertung									
Insgesamt 1998									
Insgesamt 1996									

¹⁾ Mehrfachzählungen möglich